

**ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE PROPUESTA DE ACUERDO DE CONSEJO DE MINISTROS PARA LA MODIFICACIÓN DE ASPECTOS PUNTUALES DE LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA. PLAN DE DESARROLLO DE LA RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2015-2020.**

**Expediente núm.: INF/DE/214/17**

**SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

**Presidenta**

D<sup>a</sup>. María Fernández Pérez

**Consejeros**

D. Benigno Valdés Díaz

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

**Secretario de la Sala**

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo.

En Madrid, a 15 de marzo de 2018

En el ejercicio de las competencias que le atribuyen los artículos 5.2 y 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la **SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**, acuerda emitir el siguiente informe relativo al *“Acuerdo de Consejo de Ministros para la Modificación de aspectos puntuales de la Planificación energética. Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020.”*

## 1. Antecedentes

El artículo 4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece que excepcionalmente, por Acuerdo de Consejo de Ministros, previo trámite de audiencia, informes de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y de las Comunidades autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla afectadas y oído el Operador del Sistema, se podrá proceder a la modificación de aspectos puntuales de los planes de desarrollo cuando se produjera algunas de las siguientes situaciones:

- a) De acuerdo a los criterios de planificación establecidos, se haya presentado un hecho imprevisto que pudiera afectar de manera significativa a la garantía y seguridad de suministro.
- b) Surjan nuevos suministros cuya alimentación por motivos técnicos únicamente pueda realizarse desde la red de transporte y ésta no pudiera realizarse bajo planificación de la red de transporte vigente.
- c) Concurran razones de eficiencia económica del sistema.

Estas actuaciones podrán ser propuestas por el Operador del Sistema y gestor de la red de transporte motivando su carácter excepcional.

El 13 de noviembre de 2017 se recibió en la CNMC el oficio de la Secretaría de Estado de Energía (SEE) por el que se remite la propuesta de Acuerdo de Consejo de Ministros para la Modificación de aspectos puntuales de las Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020, para que, de acuerdo a lo establecido en los artículos 5.2, 7 y en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, se emita informe preceptivo sobre la misma. Dichos documentos fueron remitidos para alegaciones a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad el día 14 de noviembre de 2017.

Por otro lado, con fecha 11 de diciembre de 2017 se remitió oficio a la Subdirección General de Energía Eléctrica del MINETAD solicitando información complementaria con el fin de poder informar preceptivamente la propuesta de Consejo de Ministros. En concreto se solicitó la documentación remitida por el Operador del Sistema en la que se motivaba el carácter excepcional de las actuaciones propuestas. Dicha solicitud fue atendida el 19 de diciembre de 2017. (Anexo 1)

A fecha de emisión del presente informe, se han recibido, ante esta Comisión, las alegaciones de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad que se relacionan en el Anexo 2.

Asimismo, se han recibido alegaciones de agentes con intereses en generación renovable, los cuales se relacionan a continuación:

- AECOSAN

- HIVE ENERGY

Dichas alegaciones se recogen de igual forma el mentado Anexo 2.

## **2. Contenido de la propuesta de Acuerdo de Consejo de Ministros**

La propuesta de Modificaciones del Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de energía eléctrica 2015-2020 tiene por objeto modificar la Planificación Energética vigente mediante la incorporación de una serie de actuaciones que cumplen con alguna de las situaciones enumeradas en el apartado 1, todo ello de conformidad con la propuesta del operador del Sistema Eléctrico.

Según se expone, las modificaciones introducidas se llevan a cabo supeditándose al principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico previsto en el artículo 13 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y en todo caso, teniendo en cuenta los límites de inversión anual establecidos por el artículo 11 del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre.

Por ello, las modificaciones propuestas se tratan bien de nuevas inclusiones dentro de la Planificación vigente, bien de actualización de aspectos puntuales de las ya existentes.

Adicionalmente se recogen las modificaciones relativas a nuevas instalaciones de transporte por cambio de titularidad para, mediante su inclusión en la Planificación, permitir el cumplimiento del requisito establecido por el artículo 35 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre para el reconocimiento de su retribución.

En total se tienen 55 actuaciones cuya estimación de coste de inversión ascendería a 47,5 millones de euros con cargo al sistema en el periodo 2015-2020, donde las estimaciones del OS, en lo relativo a las nuevas instalaciones de transporte por cambio de titularidad, no suponen un coste de inversión para el sistema.

En esta línea, atendiendo a lo dispuesto en el artículo 13.1 del Real Decreto 1047/2013, el volumen máximo de inversión anual recogido en la Planificación de la red de transporte se ha proyectado, para algunos años, hasta 1,2 veces el máximo establecido en el artículo 11.1 del mentado Real Decreto 1047/2013, siempre que para el periodo planificado el volumen total de inversión planificado no supere el 0,065% del PIB previsto. Por ello, aunque las actuaciones suponen un aumento de costes de inversión para el Sistema eléctrico, se expone que se han considerado los límites máximos de inversión conforme a los valores de PIB publicados y se han proyectado hasta el año 2020 con tasas de variación según el Programa Nacional de Reformas de España 2017. De la misma forma, se han calculado los costes de inversión para el sistema conforme a los *valores unitarios de referencia* recogidos en la Orden IET/2659/2015, de 11 de diciembre, aplicando el factor de retardo establecido en el Real Decreto 1047/2013.

Finalmente, el listado completo de las modificaciones del plan de desarrollo de la red de transporte de electricidad de la Planificación en vigor se recoge de manera detallada en los Anexos I y II de la misma, cuya información debe interpretarse de acuerdo con los códigos definidos en el Anexo I de la Planificación energética. Al igual que en la planificación vigente, la información de dichos anexos se organiza en tablas para Líneas, Subestaciones, Unidades de transformación y Reactancias.

### 3. Resumen de las alegaciones recibidas

Desde algunas Comunidades autónomas se manifiesta "Falta de observación del principio de transparencia" durante el proceso de Modificación de la Planificación.

A este respecto recuerdan que el artículo 4.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece la necesidad de someterse al principio de transparencia. Sin embargo, exponen que el procedimiento de modificación de la Planificación no ha sido desarrollado con la participación activa de las CCAA. De esta forma manifiestan que no se ha tenido conocimiento del proceso, de la documentación que lo motiva así como tampoco al tratamiento dado a las alegaciones remitidas en julio de 2017. Por todo ello, solicitan acceder de forma completa al expediente que se tramita en el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, donde conste la valoración realizada sobre las alegaciones emitidas por dichas CC.AA., así como el informe preceptivo del operador del sistema, todo ello con carácter previo a la adopción del Acuerdo por parte del Consejo de Ministros.

De igual forma recuerdan que la Ley 19/2013 de 9 de diciembre, en su artículo 5.1, establece: "*Los sujetos enumerados en el artículo 2.1<sup>1</sup> publicarán de forma periódica y actualizada la información cuyo conocimiento sea relevante para garantizar la transparencia de su actividad relacionada con el funcionamiento y control de la actuación pública.*" Sin embargo, señalan que no se producido durante el proceso de desarrollo de la Modificación de Planificación que se está llevando a cabo.

En este mismo sentido, manifiestan que se ha producido una "Falta de colaboración entre las administraciones". La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece la necesidad de cooperación entre administraciones Públicas y las técnicas de colaboración a través de las cuales esta debe ser materializada, tal y como se encuentran reguladas en los Art. 141-142 de la Ley 40/2015, de 1 de octubre<sup>2</sup>. A este respecto solicitan que "no habiéndose recibido respuesta alguna a las alegaciones expuestas por las administraciones autonómicas en su comunicación de julio de 2017, se considera imprescindible que dichas

---

<sup>1</sup> Ley 19/2013, de 9 de diciembre. Art. 2.1.a) La administración General del Estado, las Administraciones de las Comunidades Autónomas y de las Ciudades de Ceuta y Melilla y las entidades que integran la Administración Local.

<sup>2</sup> Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público.

alegaciones sean atendidas o respondidas motivadamente". De igual forma se extrapola la falta de cooperación a los Ayuntamientos y Diputaciones afectados, para los que solicitan también se responda a las alegaciones remitidas.

Por otro lado, manifiestan la necesidad de coherencia de los instrumentos de planificación. En este sentido exponen que con motivo del Real Decreto 650/2017, de 16 de junio, dado que en la subasta en dicho real decreto definida, se concluye que determinadas instalaciones han sido adjudicatarias de una determinada potencia, deberá existir una adecuación entre las mismas y las infraestructuras que se pongan en servicio, todo ello para la evacuación de la energía eléctrica que se produzca con fuentes renovables.

En este sentido solicitan que circunstancia se aborde en la planificación energética se aborde en conjunto, dotando de posibilidades de evacuación a zonas donde el recurso renovable es abundante y constante, y donde actualmente, no existan infraestructuras de transporte que mallen el territorio. Todo ello, en aras de prevenir discriminaciones entre territorios de forma que aquellos que cuenten con mejores infraestructuras, no tenga prioridad evacuativa frente a zonas con mayores recursos de producción.

De igual forma también solicitan una racionalización de las actuaciones que se incluyan priorizándose las infraestructuras cuya tramitación administrativa esté avanzada. De esta forma se prevendría que para aquellos territorios en los que la tramitación resulta compleja, la materialización de inversiones se compadeciera con las previsiones que se cierran en la planificación de los sectores, y no se produjeran en la práctica los desvíos severos en las inversiones previstas en las mismas.

Por otro lado, las CC.AA solicitan salvaguardar la homogeneidad de la información de las actuaciones contenidas en planificación. En este sentido, manifiestan que las tablas de las actuaciones que se recojan en los Anexos de la planificación deberían continuar con el formato original, ya que la propuesta de acuerdo remitida, muestra tablas en las que se modifican y/o suprimen determinadas columnas y/o se añaden otras adicionales.

Finalmente, varias empresas distribuidoras manifiestan en sus alegaciones la necesidad de participación de las empresas distribuidoras desde el inicio en los procedimientos de elaboración de las propuestas relativas a la Planificación energética, en la misma medida que interviene el OS. A este respecto, exponen que debe tomarse en consideración que los gestores de las redes de distribución son los que mejor conocen la situación de las demandas de suministro en sus respectivas zonas y por lo tanto los que mejor pueden contribuir en las modificaciones de la Planificación por las variaciones de demanda.

#### **4. Motivaciones y causas para la inclusión de instalaciones en la Propuesta**

A continuación, se va a proceder a realizar una breve descripción de las infraestructuras más significativas a incluir, en su caso, en la vigente Planificación debido a actuaciones excepcionales tanto en el sistema eléctrico peninsular como en los sistemas eléctricos insulares, recogándose en cada una de ellas los comentarios que se entienden precisos así como, en su caso, los que hayan sido realizados por los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad y demás agentes del Sector.

##### **4.1. Descripción y comentarios sobre las motivaciones y causas para la inclusión de las instalaciones en la Propuesta. Sistema eléctrico Peninsular, SEP**

###### **a) SE Carrió 220 kV**

El agente AcerlorMittal España, S.A. solicita la inclusión de las actuaciones necesarias para permitir a AcerlorMittal España, S.A. la evacuación de 220 MW de generación eléctrica, correspondientes a la nueva Central Térmica Veriña a ubicar en la Factoría de Veriña (Gijón), en la subestación de “Carrió 220 kV”.

Desde el punto de vista del OS se considera aceptable la inclusión puntual de carácter excepcional, por eficiencia económica, de la ampliación en la subestación existente de “Carrió 220 kV”, para la evacuación de una nueva generación de 200 MW.

El impacto de esta modificación en el coste de la planificación de 2015-2020 es de 0,69 M€ para los promotores, pero no implica coste de inversión para el sistema eléctrico.

###### **b) SE La Solana 220 kV Ampliación**

Un agente solicita el acceso a la subestación de la “Nava 220 kV” para el suministro, tanto de la alimentación a una planta de fabricación de obleas fotovoltaicas de 67 MW, como para la evacuación de 9,8 MW de una cogeneración asociada.

Al ser el punto de conexión en “La Nava 220 kV” físicamente inviable, el OS propone como alternativa el nudo de la “Solana 220 kV” cuya evaluación concluye lo siguiente:

- Del análisis de funcionamiento estático del sistema, la propuesta es técnicamente admisible en situación de disponibilidad total de red y ante contingencias, según se recoge en el P.O.1.1.

- Del análisis de corriente de cortocircuito y de estabilidad transitoria, los estudios preliminares para el escenario utilizado apuntan que la propuesta resulta admisible

Por tanto, desde el punto de vista del OS, se considera aceptable la inclusión con carácter excepcional, por lo indicado en el punto b del artículo 4.4 de la Ley 24/2013, referido a nuevos suministros “ b) Surjan nuevos suministros cuya alimentación por motivos técnicos únicamente pueda realizarse desde la red de transporte y ésta no pudiera realizarse bajo la planificación de la red de transporte vigente”

El impacto de esta modificación en el coste de la planificación de 2015-2020 es de 0,69 M€ para los promotores pero no implica coste de inversión para el Sistema eléctrico.

Cabe exponer que dicha actuación cuenta con el respaldo de la CCAA quien señala que ya se han formalizado las garantías para el acceso de las mismas.

#### **c) SE Sangüesa 220 kV Ampliación**

El agente GEOCALI solicita acceso a la red de transporte a través de una posición en “Sangüesa 220 kV” con el “*objetivo de conseguir estabilidad y garantías de la red y mejorar la calidad de suministro*” al obtener más seguridad desde la red de transporte que desde la red de distribución, donde ya cuenta con permiso de acceso. Dicho consumidor justifica la actuación en base a los puntos a) y b) del artículo 4.4 de la Ley 24/2013.

Desde el punto de vista del OS, la consideración de la modificación puntual de carácter excepcional, por razones de eficiencia y/o nuevos suministros de una ampliación en la subestación existente de “Sangüesa 220 kV”, para la alimentación al consumidor GEOCALI estaría supeditada a acceso y a la valoración técnico-económica a aportar por dicho consumidor.

#### **d) Traslado de ampliación Gazules 220 kV a Nueva Parralejo 220 kV**

La Comunidad Autónoma de Andalucía solicita incluir una modificación de la planificación vigente con objeto de sustituir la ampliación de “Gazules 220 kV” de apoyo a distribución por una nueva en la subestación Nueva Parralejo debido a que las distribuidoras de la zona han encontrado una solución de apoyo a dicha demanda más eficiente y que, según los resultados del análisis técnico-económico, permite un ahorro para el sistema de 6,3 M€ en actuaciones de la red de distribución, sin suponer un incremento de coste para el sistema de actuaciones en la red de transporte.

Por tanto, desde el punto de vista del OS, atendiendo a lo expuesto en el artículo 4.4 de la Ley 24/2013 apartado c), se considera aceptable la propuesta de modificación de sustitución de la ampliación de Gazules 220 kV por una

ampliación en Nueva Parralejo 220 kV, siendo el impacto de esta modificación de la planificación 2015-2020 de un ahorro de 6,3 M€ para los promotores y ningún coste para el sistema eléctrico.

A este respecto, la Junta de Andalucía manifiesta que, tal y como ya manifestó en las alegaciones remitidas el 20 de julio de 2017, la estimación económica del traslado de la posición de "Gazules 220 kV" a "Nueva Parralejo 220 kV" sí tiene un ahorro para el Sistema cifrado en 442.440€ en la red de transporte.

Al mismo tiempo señala que se debe cambiar la denominación "SE. Nuevo Parralejo 220 kV" por "SE. El Zumajo 220 kV". Este cambio de denominación viene informado por el Operador del Sistema

**e) SE Cerrato 400 kV. Ampliación**

La Comunidad Autónoma de Castilla y León solicita la ampliación de la subestación existente de "Cerrato 400 kV" motivada por la evacuación de generación eólica prevista en la zona, que según la información de que dispone el OS, asciende a 202,5 MW.

Este valor no alcanza el contingente mínimo establecido en el PO13.1 (250 MW) para habilitar una posición de la red de transporte de 400 kV.

En consecuencia, al no cumplirse ninguno de los supuestos recogido en el artículo 4.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, el operador del sistema no considera aceptable la inclusión de la ampliación de la subestación "Cerrato 400 kV" en la planificación vigente.

**f) SE San Fernando 220 kV. Ampliación**

La Comunidad Autónoma de Madrid solicita la inclusión de una ampliación para apoyo a distribución en la subestación planificada "San Fernando 220 kV".

La nueva subestación "Las Fuentecillas 220 kV", así como su alternativa consistente en la ampliación de la futura "San Fernando 220 kV", requeridas para apoyo a distribución figuran en el Anexo II de la planificación vigente debido a que dicho apoyo se consideró necesario para 2020.

Iberdrola Distribución ha puesto de manifiesto que, debido al incremento previsto de la demanda por encima de lo estimado para el horizonte 2020, estima necesario el apoyo en 2020, optando por la ampliación de la futura "San Fernando 220 kV" en una posición para conexión de una unidad de transformación 220/132 kV de 225 MVA.

Por tanto, el OS atendiendo a lo expuesto en el artículo 4.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y bajo el supuesto c), considera aceptable la propuesta de inclusión de una ampliación para apoyo a distribución

en la futura subestación San Fernando 220 kV, siendo el impacto de esta modificación en el coste de la planificación 2015-2020 de 1,1 M€ para el sistema eléctrico.

**g) Nueva subestación 220 kV Dicastillo**

La actuación de una nueva subestación “Dicastillo 400/200 kV” se eliminó de la planificación vigente, pero la Comunidad Foral de Navarra expone la necesidad de una nueva subestación, debido por un lado, a la existencia de proyectos consolidados de parques eólicos cuya evacuación desde la red de distribución conlleva dificultades y por otro lado a la actualización de las previsiones de demanda del distribuidor de la zona.

El OS propone atender esta nueva necesidad de suministro mediante una “Nueva SE Dicastillo 220 kV” y una posible conexión en doble circuito “Dicastillo-Muruarte 220 kV”.

En consecuencia, en base al supuesto c) del artículo 4.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, el OS considera aceptable la inclusión en la planificación vigente, con fecha prevista de puesta en servicio posterior a 2020, de una nueva subestación “Dicastillo 220 kV” y el doble circuito de 220 kV hasta “Muruarte 220 kV”, siendo el coste de esta actuación de 19,8 M€ para el sistema eléctrico.

**h) Nueva subestación Nuevo Cauce 220 kV con E/S de L/Torrente-Patraix 220 kV (Traslado de SE Patraix)**

La comunidad valenciana propone la inclusión de una nueva subestación (“Nuevo Cauce 220 kV”) en la zona de la ciudad de Valencia como alternativa al eventual cierre de la subestación de “Patraix 220 kV”, para dar cumplimiento a resolución judicial.

Desde el punto de vista del OS, se considera necesario la planificación de actuaciones alternativas que permitan garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico, ya que la actual subestación de “Patraix 220 kV” es una subestación de apoyo a la distribución que cuenta actualmente con 2 transformadores 220/20 kV con capacidad total de 100 MVA y que permite abastecer una parte significativa de la demanda de la ciudad de Valencia.

Por tanto, el OS atendiendo a lo expuesto en el artículo 4.4 c) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre del Sector Eléctrico, considera aceptable la propuesta de modificación de inclusión en la planificación vigente de la nueva subestación de Nuevo Cauce de 220 kV con horizonte posterior a 2020, siendo el impacto de esta modificación en el coste de la planificación 2015-2020 de 12,2 M€ para el sistema eléctrico.

A este respecto desde Iberdrola Distribución se alega, de forma contundente, estar en contra de dicho traslado, entre otras razones, porque a su juicio, dicha actuación supondría un riesgo para la continuidad del suministro eléctrico de la zona, motivado por el planteamiento constructivo (ubicación y construcción en subterráneo) que incrementa el riesgo de fallo de la nueva subestación.

En este sentido, expone Iberdrola Distribución que la construcción, bajo rasante, para dicha instalación, resulta desaconsejable no sólo por la dificultad técnica para lograr su impermeabilización sino también por el riesgo de inundación en caso de desbordamiento del Turia. La circunstancia se agrava, teniendo en cuenta que, en el término municipal de Valencia ya existen dos subestaciones bajo rasante, en terrenos susceptibles de quedar afectados en caso de inundación.

Por otro lado, manifiesta el perjuicio para la calidad de suministro derivado de la sustitución de la ST Patraix por ST Nuevo Cauce por averías en la red de media Tensión. A este respecto expone que la calidad de suministro en media tensión depende principalmente de la localización de las líneas de distribución respecto de la demanda que atienden y las maniobras de explotación. Los datos resultantes de los estudios técnicos, empleando herramientas en consonancia con las que emplea el OS, dan como resultado un deterioro de la calidad 21 % en términos de TIEPI.

Por último, considera que el impacto económico debe considerar también la repercusión de pérdida de inversión acometida por la distribución en la SE Patraix.

#### **i) SE José Cabrera 220 kV Ampliación**

La empresa Gas Natural Fenosa Renovables, S.L. solicita acceso a la Red de Transporte para la conexión de tres instalaciones solares fotovoltaicas de 50 MW cada una, en la actual subestación “José Cabrera 220 kV”, a través del aprovechamiento de “la posición actual (Central Nuclear Zorita) de Unión Fenosa Generación”

La posición de conexión a través de la que se está solicitando el acceso en la subestación “José Cabrera 220 kV” no es actualmente una instalación de la red de transporte, ni está incluida en la planificación vigente, por tanto de acuerdo a lo establecido en la reglamentación vigente, para la obtención del permiso de acceso y conexión es necesaria la inclusión en la planificación vigente de una actuación para evacuación de generación renovable en dicha subestación.

Desde el punto de vista del OS, esta propuesta resulta admisible tras efectuar el análisis de corriente de cortocircuito y de estabilidad transitoria para el escenario que contempla planificación vigente H2020 y actuaciones no planificadas necesarias para la conexión planteada.

Por tanto, el OS considera aceptable la inclusión puntual de carácter excepcional en la planificación vigente 2015-2020, por eficiencia económica, de una ampliación en la subestación existente de José Cabrera 220 kV, a través de una nueva posición o reaprovechamiento de la anteriormente usada por la Central Nuclear Zorita, de Gas Natural Fenosa Renovables, no habiendo impacto en el coste la planificación 2015-2020 para el sistema eléctrico. El coste para el promotor será de 0,69M€.

**j) SE Elcogás 220 kV Ampliación**

La empresa Iberdrola Renovables Castilla-La Mancha, S.L. solicita acceso a la Red de Transporte para la conexión de una instalación solar fotovoltaica de 100 MW cada una, en la actual subestación “Elcogás 220 kV”, a través del aprovechamiento de la posición actual de la Central Térmica de Elcogás.

La posición de conexión a través de la que se está solicitando el acceso en la subestación “Elcogás 220 kV” no es actualmente una instalación de la red de transporte, ni está incluida en la planificación vigente de la red de transporte 2015-2020, por tanto de acuerdo a lo establecido en la reglamentación vigente, para la obtención del permiso de acceso y conexión, es necesaria la inclusión en la planificación vigente de una actuación para evacuación de generación renovable en dicha subestación o plantear una alternativa de conexión a través de la posición actualmente existente para evacuación de renovables.

Desde el punto de vista del OS, esta propuesta resulta admisible tras efectuar el análisis de corriente de cortocircuito y de estabilidad transitoria para el escenario que contempla planificación vigente H2020 y actuaciones no planificadas necesarias para la conexión planteada.

Por tanto, teniendo en cuenta el potencial aprovechamiento de la posición actual, el OS considera aceptable la inclusión puntual de carácter excepcional en la planificación vigente 2015-2020, por eficiencia económica, de una ampliación en la subestación existente de “Elcogás 220 kV” para la evacuación de nueva generación de origen renovable, no habiendo impacto en el coste de la planificación 2015-2020 para el sistema eléctrico. El coste para el promotor será de 0,69M€.

**k) SE Tarragona I 220 kV Ampliación**

En la actualidad, el documento de Planificación 2015-2020 contempla una ampliación en la SE Tarragona I 220 kV que engloba el paso a red de transporte de la subestación existente (propiedad de Viesgo Generación) y el equipamiento con interruptores de las posiciones actuales de generación con apoyo a la red de distribución y generación convencional.

El OS ha tenido constancia del interés del consumidor DOW CHEMICAL, actualmente conectado en la red interior de la CCTT de Viesgo Generación, en

conectar a través de la posición identificada en H2020 para uso de generación convencional. Se trata, por tanto, de una modificación formal del uso de una posición planificada, todo ello considerando la baja de la CTCC de Viesgo Generación.

Desde el punto de vista del OS y considerando el potencial aprovechamiento de la posición planificada para evacuación de generación convencional, que quedará sin uso como consecuencia de la baja de la CTCC de Viesgo generación, resultaría aceptable la modificación puntual de carácter excepcional en la Planificación eléctrica para el periodo 2015-2020 consistente en el cambio de uso de dicha posición planificada en la subestación de Tarragona I 220 kV, para atender el suministro del consumidor DOW Chemical, no habiendo impacto en el coste de la planificación 2015-2020 para el sistema eléctrico

### **I) SE Tomeza 220 kV Ampliación**

La empresa distribuidora Eléctrica Los Molinos, S.L. (ELEMOL) remite comunicación al OS solicitando acceso a la red de transporte en una subestación no existente ni planificada denominada por ellos, "Baltar 220 kV" con entrada / salida en la línea existente 220 kV "Tibo-Pazos de Borbén".

El OS emite respuesta indicando la imposibilidad de tramitar el acceso solicitado, en virtud del Real Decreto 1047/2013 al no estar incluida ninguna actuación al respecto en la planificación vigente y planteando la posibilidad de realizar un análisis indicativo considerando como nudo de conexión la futura SE "Tomeza 220 kV" y sobre la que se requeriría inclusión de la ampliación de la misma para apoyo a la red de distribución en la planificación vigente H2020.

Tras solicitar ELEMOL la realización de los análisis correspondientes a su solicitud de acceso de distribución de 57,3 MW a la red de transporte en la planificada subestación "Tomeza 220 kV", el OS realiza los análisis preliminares y determina que la ampliación de la SE "Tomeza 220 kV" resultaría técnicamente viable, a falta de confirmar por el agente la magnitud de demanda existente y prevista que justifique el mínimo requerido para habilitar una posición en la red de transporte.

Según las consideraciones anteriores, el OS atendiendo a lo expuesto en el artículo 4.4 b) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre del Sector Eléctrico, considera aceptable la propuesta de modificación de inclusión en la planificación para el periodo de 2015-2020 de una ampliación en la subestación planificada de "Tomeza 220 kV", sujeta a los condicionantes mencionados de acreditación de la demanda prevista.

El impacto de esta modificación en el coste de la planificación de 2015-2020 es de un coste de inversión de 1,1 M€ en el sistema eléctrico.

**m) Línea Andújar-Guadame 2 220 kV**

REE propone incluir una nueva línea de simple circuito “Andújar-Guadame 2, 220 kV” (circuito 2). El circuito 1 ya estaba puesto en servicio.

Esta línea se encuentra terminada en 2014, cumpliendo el mandato de la Planificación vinculante 2008-2016, pero debido a un corrimiento de tierras se produjeron deformaciones en un gran número de estructuras que impidieron su puesta en servicio, las reparaciones terminaron en diciembre de 2015 y se ha obtenido acta de puesta en servicio en enero de 2016. La propuesta de planificación 2015-2020 no incluyó esta instalación debido a que se consideró erróneamente que ya estaba puesta en servicio al haberse finalizado la obra en 2014.

Esta nueva línea refuerza la red de 220 kV de la provincia de Jaén aumentando su mallado y transformando la SE “Andújar 220 kV” en una subestación mallada con lo que, ante descargo en una línea de conexión a dicha subestación, el disparo de la otra no supondrá la pérdida de la subestación, reduciéndose muy significativamente el riesgo de corte de mercado en la zona.

Con la puesta en marcha del segundo circuito se han eliminado las sobrecargas que se producían anteriormente en el primer circuito.

El coste de inversión de esta nueva línea para el sistema eléctrico es de 8,7 M€

**n) SE Pinar del Rey 220 kV**

REE propone incluir la creación de un binudo en “Pinar del Rey 220 kV” con carácter excepcional en la planificación 2015-2020 o con carácter no vinculante, para el periodo posterior al horizonte de planificación, con el fin de reducir la potencia de cortocircuito que debe soportar la subestación actual. Durante el año 2016, se produjo una potencia de cortocircuito por encima del 85% de Pcc máxima en 2.758 horas, que es el criterio de potencia límite que no se debe sobrepasar.

La potencia de cortocircuito se reducirá a valores admisibles en la operación del sistema con la creación de dos nudos separados. Esta propuesta incluye dos posiciones y 259m de cable cu 2500 para reconexión de un transformador debido a que en la subestación actual uno se encuentra ubicado al lado del otro.

El coste de inversión para el sistema eléctrico de esta modificación es de 4,5 M€.

A este respecto el OS ha alegado que se debe incluir además de las actuaciones en las líneas que se indica en el Anexo I.1, dos interruptores longitudinales que permitan la operación de los dos parques de 220 kV unidos o separados. Adicionalmente exige la modificación de la conexión del transformador “Pinar 2”, 400/220 kV, mediante un nuevo cable Cu2500 de 250m, para permitir que los dos

transformadores existentes queden conectados uno en cada subnudo. Tanto los interruptores longitudinales como el cable que permite modificar la conexión del transformador o están incluidos en el coste de esta actuación, sin embargo, habría que recogerlo en las tablas del Anexo I.1, en los apartados de observaciones.

**o) Eliminar actuaciones asociadas a la renuncia al Bombeo de Moralets**

Como consecuencia de la renuncia de Endesa Generación del proceso de conexión a la red de transporte de la ampliación (2x200 MW) de la central hidráulica de bombeo de Moralets, ya no son precisas las actuaciones previstas en la red de transporte, que iban a posibilitar la evacuación de esta generación: ampliación de la subestación de “Moralets 220 kV” y la repotenciación del doble circuito “Moralets – P.Suert 220 kV”.

Esta actuación podría ser recogida, con carácter excepcional, en la Planificación eléctrica para el periodo 2015-2020, mediante la modificación de aspectos puntuales en los planes de desarrollo, conforme al artículo 4.4 c) de la Ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

En este caso habría un coste de inversión para el sistema eléctrico de -4.8 M€. En lo que se refiere al coste de inversión para los promotores es de -1,4 M€.

**p) Eliminar ampliación SE Magallón 220 kV**

La ampliación recogida en la planificación vigente consiste en permitir que el dispositivo de control de flujos, de la subestación de Magallón, que actúa sobre la línea “Magallón-Entrerriós 220 kV” pueda funcionar también sobre la línea “Tudela-Magallón 220 kV”. De este modo, se aumentan las posibilidades de control de flujo sobre el eje de 220 kV entre las subestaciones de Tudela, Magallón y Entrerriós, que está sobrecargado por la generación renovable que fluye entre Navarra y Aragón.

Desde el punto de vista del OS, como está previsto repotenciar la línea “Magallón-Tudela 220 kV”, ya no se considera necesario dotar a este dispositivo de una mayor flexibilidad, suponiendo un ahorro de inversión para el sistema eléctrico de 0,9 M€.

**q) Repotenciación de Peñafior-Villanueva 220 kV**

La repotenciación del eje “Peñafior-Villanueva 220 kV” se justifica por las situaciones de sobrecarga que se están observando en el mismo, motivadas por la alta producción de generación renovable en Navarra y Aragón.

Desde el punto de vista del OS, es preciso poner solución a estas situaciones de sobrecarga, puesto que dan lugar a restricciones de producción en la generación renovable.

Por lo tanto, el OS considera aceptable la inclusión de esta actuación con carácter excepcional en la Planificación eléctrica para 2015-2020, justificándola en términos de eficiencia económica.

Con todo, el coste de inversión para el sistema eléctrico de esta actuación es de 0,3 M€.

**r) Subestación Transbadalona 220 kV Posición Adicional**

En relación al desarrollo en el área metropolitana de Barcelona, es preciso señalar que tras numerosos análisis llevados a cabo, tanto de flujos de carga como de potencia de cortocircuito, el OS concluyó que la solución óptima para evitar que la potencia de cortocircuito aumente hasta valores para los que la apartamentada de algunas subestaciones no está preparada, consiste en la división en varias “bolsas” independientes eléctricamente, que incluyan cada una de ellas diferentes subestaciones de 220 kV.

La formación de estas “bolsas” se plantea con bypass de líneas o división en binudos de algunas subestaciones. Estas actuaciones deben ser operables para cuando la operación así lo requiera.

Entre los bypass previstos se encuentra el de “Transbadalona 220 kV”, pero en la planificación en vigor no se deja claro que dicho bypass se ha de ejecutar en “Transbadalona 220 kV” en lugar de “Badalona 220 kV”. Por otra parte, la planificación en vigor sólo recoge un único interruptor longitudinal, cuando la configuración proyectada precisaría de dos posiciones blindadas para los interruptores longitudinales.

Por tanto, la modificación deja claro que el bypass se ha de hacer en Transbadalona y no en Badalona, y por otra parte, se incluye una posición longitudinal adicional precisa para alcanzar la configuración de bypass prevista para esta subestación. De forma transitoria, la configuración inicial del bypass tendrá un solo interruptor longitudinal.

Esta actuación podría ser incorporada con carácter excepcional en la Planificación eléctrica para el periodo 2015-2020 en virtud del artículo 4.4 a) de la Ley 24/2013 de 26 de diciembre del Sector Eléctrico.

El coste de inversión para el sistema eléctrico de esta actuación es de 1,1 M€.

**s) Puigpelat 220 kV Ampliación**

Una empresa distribuidora solicita acceso a la red de transporte para el apoyo a la red de distribución a través de una nueva unidad de transformación 220/25 kV de 40 MVA en la actual subestación “Puigpelat 220 kV”, para poder atender tanto el crecimiento vegetativo como los nuevos suministros ubicados en este ámbito geográfico.

La posición de conexión TRP3, a través de la que se solicita acceso, no se encuentra en servicio, así como dicha actuación se contempla como no incluida en la planificación vigente de la red de transporte 2015-2020.

A este respecto, el OS informa que de acuerdo con lo establecido en la reglamentación vigente, para la obtención del permiso de acceso y conexión, resulta necesaria la inclusión en la planificación vigente de una actuación para apoyo a la red de distribución en dicha subestación blindada.

El coste de inversión de esta actuación para el sistema eléctrico es de 1,1 M€

**t) Repotenciación de la Línea Torrejón-Almaraz 220 kV**

REE propone incluir la repotenciación de la línea Torrejón-Almaraz, para el año 2018, a causa de las sobrecargas que se prevén en dicha línea por los siguientes motivos:

1. En los análisis de los escenarios de 2020 se detectan sobrecargas de la línea al fallo de los dobles circuitos: “DC<sup>3</sup> JM Oriol-Cañaveral / Almaraz 400 kV” y “DC<sup>4</sup> Cañaveral-Arañuelo / JM Oriol-Almaraz 400 kV”. La sobrecarga media es del 33% y los escenarios en los que se producen las sobrecargas son de demanda punta y superpunta de invierno.
2. En los análisis de capacidad de evacuación de energía renovable se detectan limitaciones, por sobrecarga de la línea, a la evacuación de generación de renovable en las siguientes situaciones:
  - Caso 1: Punta Invierno. 8 limitaciones
  - Caso 2: Llano Invierno. 3 limitaciones
  - Caso 3: Punta Verano. 1 limitación
  - Caso 4: Llano Verano. 0 limitaciones

La capacidad se incrementará en 190 MVA en Invierno y 30 MVA en Verano.

Desde el punto de vista del OS, se considera aceptable la inclusión con carácter excepcional de esta actuación, por lo indicado en el artículo 4.4 a) de la Ley 24/2013 referido a seguridad de suministro, con un coste de inversión para el sistema eléctrico es de 0,4 M€.

**u) Repotenciación de la Línea Guillena-Mérida 220 kV**

REE propone incluir la repotenciación de la línea Guillena-Mérida para el año 2018 a causa de las sobrecargas que se prevén en dicha línea, causadas por la

---

<sup>3</sup> Doble circuito

<sup>4</sup> Doble circuito

actualización de la capacidad de la línea. De esta forma la capacidad de la línea se incrementará en 120 MVA en Invierno y 200 MVA en Verano.

El coste de inversión de esta actuación para el sistema eléctrico es de 3,6 M€

**v) *Nuevo transformador Fontefría 400 / 220 kV (no procedente de Cartelle)***

En la Planificación vigente 2015-2020 está incluido el traslado de una de las dos unidades de transformación 400/220 kV existentes en Cartelle a la futura subestación de Fontefría. Es decir, la situación planificada consta de una unidad de transformación 400/200 kV en Cartelle y otra 400/220 kV en Fontefría.

Posteriormente a la aprobación de la Planificación 2015-2020, el OS llevó a cabo un análisis de la capacidad de integración de renovables en el sistema eléctrico peninsular español con la red planificada en el horizonte 2015-2020. Los estudios que se realiza de manera periódica, son los estudios de red determinantes para la valoración de las capacidades de conexión o en su caso la detección de necesidades de desarrollo de la red de transporte.

En la comunidad de Galicia, el OS analizó a través de un estudio de la red, la capacidad de evacuación de la potencia instalada de generación eólica, solar, otras renovables, cogeneración y residuos.

De los resultados obtenidos del estudio, se obtuvieron restricciones de evacuación de generación renovable tanto en los nudos de 220 kV del sur de Galicia: Pazos, Fontefría, Suido, Castrelo, Chantada, Velle, San Pedro y P.E. Sil como para el conjunto de la Comunidad Autónoma de Galicia.

Según el OS, estas restricciones vienen motivadas por sobrecargas en el transformador de “Cartelle 400/200 kV” ante el fallo del transformador de “Fontefría 400/200 kV”, y se eliminarían mediante la planificación de un nuevo transformador 400 /220 kV en Fontefría, en vez de trasladarlo desde Cartelle, que es lo planificado actualmente.

Por tanto, para poder integrar el plan de renovables de Galicia, el OS considera necesario la inclusión puntual de carácter excepcional, por razones de eficiencia económica, en la Planificación eléctrica para el periodo de 2015-2020 de una nueva unidad de transformación 400/200 kV en Fontefría y eliminar el traslado del transformador 400/220 kV en Cartelle.

El coste de inversión de esta actuación para el sistema eléctrico es de 6,5 M€.

**w) *STATCOM. Subestación Vitoria 220 kV***

El Operador del sistema indica que hay episodios recientes de sobretensiones y subtensiones registradas en escenarios de operación de tiempo real en la zona

de la frontera España-Francia (subestación de 400 kV “Hernani”) que superan, en ocasiones, los límites establecidos en los procedimientos de operación, influyendo en la garantía y seguridad del suministro.

Desde el punto de vista del Operador del sistema, lo óptimo sería disponer de un dispositivo STATCOM en la subestación de 400 kV “Hernani”, por ser aquí donde se presentan las subtensiones más bajas y las mayores variaciones de tensión, pero al no ser viable física-técnicamente en “Hernani” y en subestaciones cercanas, se propone la subestación 220 kV “Vitoria” como el lugar más viable para la instalación de este dispositivo.

La planificación vigente recoge la instalación de un STATCOM en la subestación 220 kV “Begues” (Barcelona) con fecha de puesta en servicio para 2017, cuya reubicación en el País Vasco sería técnicamente posible.

El OS propone la inclusión puntual de carácter excepcional en la Planificación 2015-2020, por razones de garantía y seguridad de suministro, de la reubicación del dispositivo STATCOM de la subestación 220 kV “Begues” a la subestación 220 kV “Vitoria”.

El impacto de esta modificación en el coste de la planificación de 2015-2020, es de 6,2 M€ para el sistema eléctrico.

**x) SE Riocaya 66 kV, con E/S de L/Badajoz-Alcaçova 66 kV**

La Junta de Extremadura solicita la inclusión en la Planificación de la red de transporte de un D/C desde la nueva SET Riocaya hasta entroncar con la línea de alta tensión existente Badajoz-Alcasova, para mantener la conexión internacional con la SET Alcasova (Portugal), trasladándose la medida actual, en la SET Badajoz a la nueva SET Riocaya.

REE y Endesa, como titulares de las redes de transporte y distribución implicadas en la modificación, están de acuerdo en los términos de la solicitud que realiza la Junta de Extremadura. Dado que la entrada/salida afecta a una conexión internacional con Portugal, REE también ha tratado el tema con REN (Operador del Sistema portugués).

La configuración propuesta, que incorpora la línea de doble circuito desde la nueva SET Riocaya hasta entroncar con la línea de alta tensión existente Badajoz-Alcasova y las dos posiciones asociadas, garantizaría la explotación de la interconexión con criterios homogéneos similares a los aplicados al resto de interconexiones internacionales.

En consecuencia, se propone la modificación con carácter excepcional en la Planificación eléctrica para el periodo 2015-2020 atendiendo a la situación especificada en el artículo 4.4. b) de la Ley 24/2013 de 26 de diciembre del Sector Eléctrico, con un coste previsto para el sistema eléctrico de 0,9 M€

**y) *Sustitución cable Hortaleza- Casa de Campo propiedad UFenosa***

Unión Fenosa Distribución propone la sustitución de conductor con cambio de traza del cable actual del eje “Casa de Campo – Manuel Becerra – Prosperidad – Hortaleza 220 kV”, de Cu500 de 240 MVA, por un nuevo cable de Cu2000 y con una capacidad de transporte térmico de 450 MVA. Expone el solicitante, en las alegaciones remitidas, que la línea a sustituir se encuentra totalmente amortizada y que esta actuación para la que se propone modificación, no contempla la sustitución del tramo de cable de entrada y salida a la subestación de Manuel Becerra, ya que por sus características no supone un riesgo para la seguridad de suministro.

Según el OS, este incremento de capacidad de transporte térmico permitiría que la operación de la red de esta zona pudiera realizarse con mayores garantías de fiabilidad, ya que se traduciría en una reducción sustancial del nivel de carga del eje y garantizaría una mayor flexibilidad en la operación de los elementos de la zona, lo que redundaría en poder ofrecer un mayor nivel de seguridad de suministro al no depender de la explotación actual en antena.

Desde el punto de vista del OS, la propuesta de sustitución por un nuevo cable del eje “Casa de Campo – Manuel Becerra – Prosperidad – Hortaleza 220 kV” con posterioridad a 2020, unida a las actuaciones ya contempladas en la Planificación vigente, proporciona una mejora en cuanto a la garantía de suministro de la demanda de Madrid capital. Por tanto, el OS considera aceptable la inclusión de esta modificación puntual de carácter excepcional, por razones de garantía y seguridad de suministro, con un coste previsto de inversión de 38,5 M€ para el sistema eléctrico.

**z) *Solicitud de ADIF modificación planificación***

Las modificaciones propuestas por ADIF, que supondrían una modificación de aspectos puntuales de la planificación de la red de transporte vinculante correspondiente al periodo 2015-2020 (recogida en el Anexo I) o de la no vinculante (recogida en el Anexo II) tal y como se recoge en el artículo 4 de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico del 26 de diciembre, se presentan en la siguiente tabla:

**Tabla 1**

Descripción Actuación		Fecha PES	
Nombre	kV	Planificada	Propuesta ADIF
SE Herrera	400		>2020
SE Casaquemada	220		>2020
SE La Palma del Condado	220		>2020
SE Mollina	400	2019	> 2020
SE Rocamora	220	> 2020	Eliminar actuación
SE Ronda	400	> 2020	2020
SE Marchenilla	400	> 2020	2020

Estas modificaciones responden a que la planificación de puesta en servicio de nuevos corredores ferroviarios, ha sufrido una evolución desde la aprobación del Plan de Desarrollo.

En lo que respecta a la afección a la red planificada en el periodo 2015-2020, el conjunto de propuestas de ADIF consiste principalmente en el retraso de instalaciones al periodo posterior al año 2020, la inclusión de instalaciones en el periodo posterior al año 2020 (Ampliación SE Herrera 400 kV, Ampliación SE Casaquemada 220 kV, SE La Palma del Condado 220 kV y SE Mollina 400 kV), o la eliminación de instalaciones planificadas (SE Rocamora 220 kV). Sólo hay dos actuaciones recogidas en el periodo posterior al año 2020 para la que se propone adelantar al periodo 2015-2020 (SE Ronda 400 kV y SE Marchenilla 400 kV)

Con posterioridad, con fecha 14 de junio de 2017 y el 27 de junio de 2017, ADIF solicita al Operador del sistema una nueva actualización de las instalaciones recogidas en la anterior Tabla 1:

**Tabla 2**

Descripción Actuación		Fecha PES		
Nombre	kV	Planificada	Propuesta ADIF Abril 2016	Propuesta ADIF Junio 2017
SE Ronda	400	>2020	2020	>2020
SE Marchenilla	400	>2020	2020	>2020

Una vez considerada la solicitud de modificación de la planificación realizada por ADIF, la siguiente Tabla 3 recoge la propuesta del OS sobre la solicitud de ADIF de modificar la planificación, así como el coste de inversión para ADIF (sólo de la conexión a la red de transporte) y para el sistema eléctrico en el periodo 2015-2020:

**Tabla 3**

Descripción Actuación		Fecha PES			Modif. coste de inversión respecto de planificación (periodo 2015-20) <sup>(1)</sup>		Justificación <sup>(2)</sup>
Nombre	kV	Planific.	Propuesta ADIF	Propuesta OS	ADIF	Sistema	
SE Herrera (Ampliación de SE existente)	400		>2020	>2020			b) nuevo suministro
SE Casaquemada (Ampliación de SE existente)	220		>2020	>2020	-	-	b) nuevo suministro
SE La Palma del Condado E/S en Onuba-Santiponce 220 kV	220		>2020	>2020	-	-	b) nuevo suministro
SE Molina E/S en Cártama-Cabra 400 kV	400	2019	> 2020	> 2020	-2,1	-5,9	c) eficiencia económica
SE Rocamora Transformación 400/220 kV	220	> 2020	Eliminar actuación	Eliminar actuación	-	-	c) eficiencia económica
TOTAL						-5,9	

(1) La modificación del coste se refiere a la propuesta del OS

(2) Justificación acorde a las recogidas en el artículo 4 de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico de 26 de diciembre

Las actuaciones incluidas deberán quedar, en caso de ser necesario, condicionadas a acceso y/o contrato técnico de acceso.

Esta propuesta supone una modificación de -5,9 M€ respecto del coste recogido en la planificación vigente.

En lo que se refiere al retraso de las actuaciones recogidas en la Tabla 2, cabe exponer que la Junta de Andalucía difiere de la conveniencia del retraso de las mismas, exponiendo que la conexión de Alta Velocidad de Cádiz con Antequera es una infraestructura prioritaria, y el retraso de las infraestructuras eléctricas de alimentación derivarán en el retraso de dicho eje ferroviario.

#### **4.2. Descripción y comentarios sobre las motivaciones y causas para la inclusión de las instalaciones en la Propuesta. Sistema eléctrico de Balear, SEIE-BALEAR.**

##### **a) SE Ciudadela 132 kV**

La actuación consiste en la inclusión en la planificación vigente de una posición para evacuación de generación solar fotovoltaica en la actual subestación Ciudadela 132 kV.

Expone el OS que los análisis de corriente de cortocircuito y de estabilidad transitoria, así como los estudios realizados<sup>5</sup> dan como resultado la viabilidad de la misma.

<sup>5</sup> Estudios en el escenario 2020 de la planificación vigente junto con las actuaciones no planificadas necesarias para la conexión planteada.

La incorporación de esta actuación excepcional se justifica por razón de eficiencia económica para el sistema, ya que no tendría coste de inversión para el mismo, siendo el promotor quién costearía la nueva posición y permitiría la evacuación de nueva generación renovable. Por lo tanto, esta modificación no conlleva un coste de inversión para el Sistema ya que iría con cargo para el promotor, por un importe de inversión de 0,6 M€.

#### **b) D.C. San Antonio–Torrent 132 kV**

Esta actuación viene motivada por la paralización del proyecto “DC<sup>6</sup> San Antonio-Torrent 132 kV” incluido en la planificación vigente y de máxima prioridad, de forma que se solicita la inclusión de la transformación a 132 kV del sur de la isla de Ibiza. Cabe exponer que la planificación vigente recoge el alta en la isla de Ibiza del Nuevo DC<sup>7</sup> en 132 kV con baja del existente de 66 kV.

Tras el estudio del OS de las diferentes alternativas para dar solución al problema de suministro de la isla de Ibiza, se ha establecido que la alternativa técnicamente viable consiste en llevar la tensión de 132 kV hasta San Antonio por el sur de la isla. Esta actuación se desarrollará, dividida en dos fases:

Fase I: mediante la explotación a 132 kV de los circuitos que ya están preparados para ello y la construcción del nuevo DC<sup>8</sup>, por traza nueva “Ibiza-Bossa”, y repotenciación de las líneas existentes de 66 kV “San Antonio-San Jorge” y “San Antonio-Ibiza”. En la topología final, uno de los circuitos “Torrent-Ibiza 132 kV” y uno de los circuitos “Ibiza-Bossa 132 kV” podrían dar lugar al circuito “Torrent-Bossa 132 kV”, lo que resultaría una reducción del coste de inversión.

Fase II: construcción del nuevo doble circuito por traza existente “San Jorge-San Antonio 132 kV”

Por ello, expone el OS que la inclusión puntual de las actuaciones propuestas en la isla de Ibiza garantizarán el suministro de energía de forma fiable y segura. Adicionalmente, justifica el OS que las actuaciones detalladas serían coincidentes con la propuesta enviada por el Gobierno Balear. No obstante a lo anterior, cabe exponer que las alegaciones del Gobierno Balear sobre esta actuación requieren que el nuevo DC<sup>9</sup> sea realizado mediante el aprovechamiento del actual trazado “San Jorge-San Antonio 66 kV”, mientras que en este caso se está planteando el aprovechamiento de la traza del circuito de 132 kV.

---

<sup>6</sup> Doble circuito

<sup>7</sup> Doble circuito

<sup>8</sup> Doble circuito

<sup>9</sup> Doble circuito

En lo que se refiere al impacto económico, las modificaciones planteadas suponen un coste de inversión para el Sistema eléctrico de 16,6 M€.

**c) Baja del circuito San Jorge-San Antonio 66 kV una vez se ejecute el nuevo DC<sup>10</sup> San Jorge-San Antonio 132 kV**

La modificación propuesta como alternativa al doble circuito San Antonio-Torrent 132 kV incluye una segunda fase en el horizonte temporal posterior al 2020 (Anexo II) consistente en la construcción de un nuevo doble circuito San Jorge – San Antonio 132 kV.

Sin embargo, el OS expone que teniendo en cuenta que las instalaciones incluidas en el Anexo II deben ser obligatoriamente evaluadas en un proceso de planificación y por otro lado, al no cumplirse ninguno de los supuestos recogidos en el artículo 4.4 de la Ley 24/2013, el OS no considera aceptable incluir en las modificaciones actuales la baja del circuito San Jorge-San Antonio 66 kV, proponiéndose su evaluación en el ámbito del próximo proceso de planificación de la red de transporte.

**d) Nueva SE Tallent-Bessons 66 kV**

Con objeto de atender la evacuación de un parque fotovoltaico de 50 MW, la Comunidad Autónoma de Baleares solicita una nueva subestación como entrada-salida de la línea “Bessons-Cala Millor 66 kV” en lugar de la modificación propuesta en la planificación vigente de ampliación de “Bessons 66 kV”. Según estimaciones preliminares del OS, esta nueva actuación supondría un coste para el sistema eléctrico de 3,2 M€ y un coste para el promotor de 0,5M€.

No obstante a lo anterior, desde un punto de vista técnico, el OS considera aceptable la solución propuesta desde el Gobierno Balear de la nueva subestación como entrada-salida en la línea “Bessons-Cala Millor 66 kV” pero propone mantener la modificación propuesta originalmente de ampliación de Bessons de 66 kV atendiendo a los criterios que, con carácter general, fueron aplicados en la elaboración de la planificación vigente según los cuales no se incluyeron actuaciones para atender generación que supusiesen coste para el sistema.

Por último, en las alegaciones del Gobierno Balear, se pone de manifiesto que, visto el coste asociado a la subestación de “Tallent 66 kV”, las longitudes de las líneas que se dan de alta y de baja propuestas suponen el reaprovechamiento de la actual línea “Bessons-Cala Millor”, que pasa a tener una entrada-salida en una nueva subestación denominada TALLENT, y no se trata de nuevos trazados que discurren en paralelo a la línea existente, que posteriormente se daría de baja. Por todo lo anterior, se solicita que en las observaciones de dichas líneas,

---

<sup>10</sup> Doble circuito

se especifique que se trata de un reaprovechamiento de la línea existente a la que se aplica una E-S y no de nuevos trazados.

**e) SE San Martín 66 kV Ampliación**

La empresa Baleares Energy, S.L. solicita acceso a la Red de Transporte para la conexión de una instalación solar fotovoltaica de 15,345 MW en la actual subestación “San Martín 66 kV”. A este respecto, cabe exponer que, de acuerdo a lo establecido en la reglamentación vigente, para la obtención del permiso de acceso y conexión es necesaria la inclusión en la planificación vigente de una actuación para evacuación de generación renovable <sup>11</sup> en dicha subestación.

Desde el punto de vista del OS, esta propuesta resulta admisible tras efectuar el análisis de corriente de cortocircuito y de estabilidad transitoria para el escenario que contempla planificación vigente H2020 y actuaciones no planificadas necesarias para la conexión planteada.

Por tanto, el OS considera aceptable la inclusión puntual de carácter excepcional en la planificación vigente 2015-2020, por eficiencia económica (la actuación no tendría coste de inversión para el sistema, ya que sería el agente quien costearía la nueva posición), de una ampliación en la subestación existente de San Martín 66 kV, para la evacuación de nueva generación de origen renovable.

**f) SE Cala Blava 66 kV Ampliación**

La empresa Baleares Energy, S.L. solicita acceso a la Red de Transporte para la conexión de una instalación solar fotovoltaica de 20 MW en la futura subestación Cala Blava 132 kV (inicialmente funcionando a 66 kV).

De igual forma a lo expuesto en el apartado e), para la obtención del permiso de acceso y conexión es necesaria la inclusión en la planificación vigente de una actuación para evacuación de generación renovable <sup>12</sup> en dicha subestación.

Desde el punto de vista del OS, esta propuesta resulta admisible tras efectuar el análisis de corriente de cortocircuito y de estabilidad transitoria para el escenario que contempla planificación vigente H2020 y actuaciones no planificadas necesarias para la conexión planteada.

Por tanto, el OS considera aceptable la inclusión puntual de carácter excepcional en la planificación vigente 2015-2020, por eficiencia económica (la actuación no

---

<sup>11</sup> “Tabla 3.63. Actuaciones EvGen incluidas en la Planificación de la red de transporte de electricidad 2015-2020”, del documento de Planificación 2015-2020, aprobado por el Consejo de Ministros el 16 de octubre de 2015.

<sup>12</sup> “Tabla 3.63. Actuaciones EvGen incluidas en la Planificación de la red de transporte de electricidad 2015-2020”, del documento de Planificación 2015-2020, aprobado por el Consejo de Ministros el 16 de octubre de 2015.

tendría coste de inversión para el sistema, ya que sería el agente quien costearía la nueva posición), de una ampliación en la subestación existente de “Cala Blava 66 kV”, para la evacuación de nueva generación de origen renovable.

**g) Conexión provisional segundo enlace Mallorca-Menorca (By-pass Cala Mesquida-Ciudadela)**

El OS ha analizado el estado actual del enlace entre Mallorca y Menorca e indica que la reparación de los cables del enlace no es técnicamente viable debido a su deterioro, a su antigüedad por encima de su vida útil, su historial de fallos y los daños sufridos en la última agresión. De esta forma, resuelve que la solución técnica para garantizar el servicio de suministro a la isla de Menorca pasa por tender un nuevo cable tripolar de tecnología XLPE que sustituya a los cuatro conductores actuales en caso de nueva avería.

Para minimizar los riesgos asociados a la indisponibilidad del enlace actual, se propone modificar provisionalmente la conexión del nuevo enlace a 132 kV entre Mallorca y Menorca, incluido en la planificación 2015-2020 aprobada. Ante cualquier imprevisto, como un nuevo incidente en el circuito actual (operado sin cable de reserva), esta nueva línea podría conectarse en caso de necesidad en la estación de “Cala Mesquida”, creando un by-pass provisional al trazado actual entre “Cala Mesquida” y “Ciudadela”. Dentro del proceso de tramitación y debido a la especial naturaleza de este proyecto, ya se dispone del reconocimiento del carácter singular de la instalación, de acuerdo con lo previsto en el RD 1047/2013.

La justificación como una actuación excepcional de cara para su inclusión en la planificación vigente vendría dada con el objeto de garantizar el suministro de energía en la isla de Menorca de manera fiable y segura.

El coste de inversión para el sistema eléctrico está pendiente de definir.

**4.3. Descripción y comentarios sobre las motivaciones y causas para la inclusión de las instalaciones en la Propuesta. Sistemas eléctricos de las Islas Canarias, SEIE-CANARIAS.**

**a) SE Callejones 66 kV. Ampliación**

Desde el Gobierno Canario se solicita la inclusión de una posición adicional a la actualmente planificada en la SE “Callejones 66 kV” necesaria para la evacuación de la generación renovable con tramitación en curso.

Teniendo en cuenta el contingente de generación actualmente con acceso en “Callejones 66 kV” (3 parques eólicos por un total de 27,6 MW), la planificación de una posición adicional permitirá cumplir con el criterio de potencia máxima

por posición que se establece en la Planificación vigente y que en el caso del sistema eléctrico “Lanzarote-Fuerteventura” es de 18 MW<sup>13</sup>.

El OS considera aceptable la inclusión puntual de carácter excepcional en la Planificación eléctrica para 2015-2020, de una posición adicional en la subestación planificada de “Callejones 66 kV”, ya que esta modificación se justifica en términos de eficiencia económica derivada de una mayor integración de energías renovables en el subsistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura, al no ser necesario aplicar limitaciones de producción para no sobrepasar el límite de 18 MW de producción por posición de conexión.

Por último, esta modificación implica un coste de inversión para los promotores de 0,9 M€, pero no implica coste de inversión para el Sistema eléctrico.

### **b) SE Gran Tarajal 132 kV. Ampliación**

DISA ALISIOS S.L., solicita la inclusión de dos posiciones en la SE “Gran Tarajal 132 kV”, que permitirán otorgar el acceso a parte del contingente de parques eólicos con solicitud de acceso en “Gran Tarajal 132 kV” (4 parques eólicos de 33,6 MW, 14,7 MW y 2x12,6MW, por un total de 73,5MW) cumpliendo con la limitación impuesta por el límite de potencia de cortocircuito, que para generación eólica se traduce en 29 MW de potencia instalada, y con el criterio de potencia máxima por posición que se establece en la Planificación vigente y que en el caso del subsistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura es de 18 MW<sup>14</sup>.

El OS considera aceptable la inclusión puntual de carácter excepcional en la Planificación 2015-2020, de dos posiciones en la subestación planificada de “Gran Tarajal 132 kV” ya que esta modificación se justifica en términos de eficiencia económica derivada de una mayor integración de energías renovables en el subsistema eléctrico de Lanzarote- Fuerteventura.

Por último, esta modificación implica un coste de inversión para los promotores de 2,7 M€, pero no implica coste de inversión para el Sistema eléctrico.

---

<sup>13</sup> “Tamaño máximo de grupos para los sistemas eléctricos de las Islas Canarias que no penalicen la fiabilidad del suministro ante indisponibilidades fortuitas o programadas”. Estos valores, válidos para cualquier tipo de generación o agrupación de las mismas que compartan punto de conexión a red, están basados en los resultados de estudios realizados por el OS, y se establecen para producción simultánea máxima de los grupos por nudo. *Aptdo. 3.2.2.2. Cobertura de la demanda en sistemas no peninsulares.- CANARIAS.* pág. 76 Documento de planificación 2015-2020.

<sup>14</sup> “Tamaño máximo de grupos para los sistemas eléctricos de las Islas Canarias que no penalicen la fiabilidad del suministro ante indisponibilidades fortuitas o programadas”. Estos valores, válidos para cualquier tipo de generación o agrupación de las mismas que compartan punto de conexión a red, están basados en los resultados de estudios realizados por el OS, y se establecen para producción simultánea máxima de los grupos por nudo. *Aptdo. 3.2.2.2. Cobertura de la demanda en sistemas no peninsulares.- CANARIAS.* pág. 76 Documento de planificación 2015-2020.

### **c) SE Puerto del Rosario 66 kV Ampliación**

Gas Natural Fenosa solicita la inclusión de dos posiciones adicionales a la actualmente planificada en la SE “Puerto del Rosario 66 kV” necesarias para la evacuación de la generación renovable con tramitación en curso y que no cuenta con permiso de acceso.

Teniendo en cuenta el contingente de generación actualmente con acceso en “Puerto del Rosario 66 kV” (3 parques eólicos por un total de 61,1 MW), la planificación de dos posiciones adicionales permitirá cumplir con el criterio de potencia máxima por posición que se establece en la Planificación vigente y que en el caso del subsistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura es de 18 MW<sup>15</sup>.

Adicionalmente, se posibilitaría la conexión de unos 10 MW de generación fotovoltaica que ha solicitado acceso y que constituye uno de los motivos de la solicitud de modificación de la planificación.

El OS considera aceptable la inclusión puntual de carácter excepcional en la Planificación 2015-2020, de dos posiciones adicionales en la subestación planificada ya que esta modificación se justifica en términos de eficiencia económica derivada de una mayor integración de energías renovables en el subsistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura, al no ser necesario aplicar limitaciones de producción para no sobrepasar el límite de 18 MW de producción por posición de conexión.

Esta modificación implica un coste de inversión para los promotores de 2,6 M€, pero no implica coste de inversión para el Sistema eléctrico.

### **d) SE Jares 132 kV Ampliación**

Desde el OS solicita la inclusión de una posición adicional a la actualmente planificada en la SE “Jares 132 kV”

Teniendo en cuenta el contingente de generación actualmente con acceso en “Jares 132 kV” (4 parques eólicos por un total de 31,7 MW), la planificación de una posición adicional permitirá cumplir con el criterio de potencia máxima por posición que se establece en la Planificación vigente y que en el caso del sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura es de 18 MW<sup>16</sup>.

---

<sup>16</sup> “Tamaño máximo de grupos para los sistemas eléctricos de las Islas Canarias que no penalicen la fiabilidad del suministro ante indisponibilidades fortuitas o programadas”. Estos valores, válidos para cualquier tipo de generación o agrupación de las mismas que compartan punto de conexión a red, están basados en los resultados de estudios realizados por el OS, y se establecen para producción simultánea máxima de los grupos por nudo. *Aptdo. 3.2.2.2. Cobertura de la demanda en sistemas no peninsulares.- CANARIAS. pág. 76 Documento de planificación 2015-2020.*

El OS considera aceptable la inclusión puntual de carácter excepcional en la Planificación eléctrica para 2015-2020, de una posición adicional en la subestación planificada de “Jares 132 kV”, ya que esta modificación se justifica en términos de eficiencia económica derivada de una mayor integración de energías renovables en el subsistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura, al no ser necesario aplicar limitaciones de producción para no sobrepasar el límite de 18 MW de producción por posición de conexión.

Por último, esta modificación implica un coste de inversión para los promotores de 1,3 M€, pero no implica coste de inversión para el sistema eléctrico.

**e) SE Arinaga 66 kV Ampliación y SE Telde 66 kV/Jinámar 66 kV Ampliación**

Ferrocarriles Gran Canaria solicitó acceso a la red de transporte para el suministro de la futura línea ferroviaria *Las Palmas de Gran Canaria-Maspalomas*.

Se plantea su alimentación a través de dos posiciones de conexión que ejercerían una de backup de la otra, una de ellas ubicada en el norte de la isla (zona de Sabinal) y la otra en el sur (zona de Arinaga) y cuya demanda punta es de unos 40 MW. La solicitud de acceso planteada en Arinaga incluía adicionalmente la posibilidad de evacuación de un parque eólico de 26,5 MW en la modalidad de autoconsumo.

Con respecto a la **zona sur**, los estudios preliminares realizados por el OS de análisis de corriente de cortocircuito y de estabilidad transitoria para el escenario utilizado apuntan a que el abastecimiento de la demanda resultaría admisible en la subestación “Arinaga 66 kV”.

Con respecto a la **zona norte**, el OS ha remitido al agente información sobre las conclusiones de los estudios preliminares indicando la viabilidad técnica de efectuar la alimentación desde la subestación de “Telde 66 kV”. Adicionalmente, se ha propuesto como alternativa de conexión la subestación de “Jinamar 66 kV”.

Con respecto a la **solicitud de evacuación del parque eólico** en la modalidad de autoconsumo en la subestación “Arinaga 66 kV”, los análisis de corriente de cortocircuito y de estabilidad transitoria concluyen que, en el ámbito nodal, la conexión de este parque eólico resultaría técnicamente inviable, como consecuencia de la aplicación del límite de potencia de cortocircuito para la generación no gestionable. Alternativamente, el OS informa de la viabilidad de la evacuación de dicho parque a través de la conexión norte, tanto en “Telde 66 kV” como en “Jinamar 66 kV”.

Finalmente, el OS considera aceptable la inclusión puntual de carácter excepcional en la Planificación eléctrica para el periodo 2015-2020 de sendas

ampliaciones (en “Arinaga 66 kV” y en “Telde 66 kV”, o alternatively “Jinamar 66 kV”) para la alimentación de la futura línea ferroviaria de Gran Canaria, ya que se trata de un nuevo suministro que, por razones técnicas, debe realizarse desde la red de transporte.

El coste de inversión de esta modificación implica un coste de inversión para los promotores de 1,3 M€ y no implica coste para el sistema eléctrico.

**f) Baja líneas del actual eje de 66 kV del subsistema Lanzarote-Fuerteventura**

En la declaración de impacto ambiental del proyecto del doble circuito de 132 kV planificado entre Mácher y Matas Blancas se exige de modo imprevisto el condicionante del desmantelamiento de las líneas de 66 kV “Mácher-Playa Blanca”, “Salinas-Corralejo”, “Salinas-Gran Tarajal” y “Gran Tarajal-Matas Blancas”.

Debido a que la puesta en servicio de dicho eje de 132 kV resulta crítico para garantizar la calidad y seguridad de suministro del sistema y vital para la conexión y utilidad del segundo enlace entre Lanzarote y Fuerteventura, se solicita la inclusión de las actuaciones de desmantelamiento de las líneas que conforman la mayor parte del actual eje a 66 kV del subistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura.

Según indica el OS, el actual eje de 66 kV no puede darse de baja mientras no estén en servicio el conjunto de actuaciones incluidas en la planificación vigente que posibilitan su cierre definitivo sin afcción a la garantía y calidad de suministro.

Teniendo en cuenta el estado de tramitación de dicho conjunto de actuaciones y el tiempo mínimo que requerirá su construcción una vez superados los trámites necesarios, la baja de los ejes de 66 kV propuesta no podría ser efectiva en el horizonte 2015-2020.

En consecuencia, el OS, atendiendo a lo expuesto en el artículo 4.4 de la Ley 2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y bajo el supuesto c), considera aceptable la propuesta de inclusión en la planificación vigente de la baja del actual eje de 66 kV del sistema Lanzarote-Fuerteventura, con horizonte posterior a 2020.

**g) Nueva subestación Gran Canaria Norte (Cierre de SE “Guanarteme 66 kV”)**

Se solicita la inclusión de una nueva subestación en la zona norte del sistema eléctrico de Gran Canaria como alternativa al eventual cierre de la actual subestación “Guanarteme 66 kV” para dar cumplimiento a resolución judicial.

El OS considera necesaria la planificación de una nueva subestación con el objetivo de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y su puesta en servicio lo antes posible. No obstante, debido a los plazos necesarios para la tramitación y construcción, se hace preciso proponer su inclusión en las modificaciones de la planificación vigente, con horizonte posterior a 2020.

Por tanto, atendiendo a lo expuesto en el artículo 4.4 de la Ley 2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y bajo el supuesto c), el OS considera aceptable la propuesta de modificación de inclusión en la planificación vigente de una nueva subestación en el norte de Gran Canaria con horizonte posterior a 2020, siendo el coste estimado para el sector eléctrico de 9,8 M€.

Por último, enfatizar que, por las mismas razones de garantía de suministro, la subestación de Guanarteme no debe cesar ninguna actividad mientras no estén en servicio el conjunto de actuaciones que posibiliten su cierre definitivo sin afección a la garantía y calidad de suministro.

#### **h) SE Santa Águeda 66 kV**

Se solicita la ampliación de “Santa Águeda 66 kV” en una posición para la alimentación de los servicios auxiliares de la futura central hidroeléctrica de Soria-Chira en Gran Canaria.

La construcción de la central hidroeléctrica requiere el suministro de energía eléctrica para atender a las obras de construcción y a la operación de la desaladora y de la estación de bombeo en la fase de llenado del embalse superior. Todo ello, totaliza una demanda punta de 10 MVA. En fase de operación de la central se debe atender al consumo de los servicios auxiliares de central que ascienden a un consumo punto de 3,25 MVA.

Los estudios de conexión a la red de transporte de la demanda planteada, apuntan a que resulta viable atender a la demanda solicitada desde la subestación de “Santa Águeda 66 kV”, requiriéndose para ello la ampliación de dicha subestación en una posición.

Por tanto, se considera aceptable la inclusión puntual de carácter excepcional en la Planificación eléctrica para el periodo 2015-2020 de la ampliación de “Santa Águeda 66 kV”, ya que concurren razones de eficiencia económica del sistema y se trata de un nuevo suministro que, por razones técnicas, debe realizarse desde la red de transporte.

Por último, esta modificación implica un coste de inversión para los promotores de 1,1 M€, pero no implica coste de inversión para el sistema eléctrico.

#### **i) Binudo de Bco de Tirajana 66 kV**

Los análisis realizados por el OS de las potencias de cortocircuito en el futuro sistema de Gran Canaria, que incluyen la red planificada en el horizonte 2020 junto con las últimas previsiones de integración de generación en dicho sistema, revelan valores de potencia de cortocircuito que superan los límites admisibles para la aparamenta de la subestación de “Bco de Tirajana 66 kV”. Por ello, y con objeto de garantizar el suministro en condiciones adecuadas, es necesario planificar la creación de un binudo en esta subestación.

Según las consideraciones anteriores, se considera necesaria la inclusión puntual de carácter excepcional en la Planificación eléctrica para el periodo 2015-2020 de las ampliaciones necesarias para la creación del binudo de “Bco de Tirajana 66 kV”, ya que concurre un hecho imprevisto que afectará de manera significativa a la garantía y seguridad de suministro futuro. La propuesta incluye dos acoplamientos longitudinales y un acoplamiento transversal de barras, siendo el coste de inversión para el sistema eléctrico es de 1,6 M€.

#### **j) SE Sabinal 66 kV / Cambio topológico Lomo Apolinario - Jinamar**

La planificación 2015-2020 incluye el siguiente conjunto de actuaciones que implican la puesta en servicio de posiciones en la subestación del “El Sabinal 66 kV”:

- Conexión en “Sabinal 66 kV” de todas las líneas de 66 kV conectadas en “Jinamar 66 kV”, salvo las de Telde y Margazán
- Conexión de tres transformadores nuevos
- Traspaso del tercer transformador de la “SE Jinamar” a “SE Sabinal”

Todas estas actuaciones requieren una SE de siete calles, pero según el plano de implantación final de la subestación de “Sabinal 220/66 kV”, hay una inviabilidad para instalar una séptima calle en 66 kV y por lo tanto, la inviabilidad de materializar las actuaciones planificadas.

Por tanto, en conjunción con el Operador del sistema se han priorizado las actuaciones planificadas llegando al acuerdo de que la actuación de cambio topológico “Jinamar-Lomo Apolinario 66 kV” a “Sabinal-Lomo Apolinario 66 kV” puede posponerse a un horizonte superior a 2020 a la espera de que se queden posiciones libres.

#### **4.4. Descripción y comentarios sobre las infraestructuras a incluir en la Planificación debido a cambios de titularidad**

A continuación se recoge el listado de instalaciones que han cambiado de titularidad desde que se aprobó la Planificación vigente.

**Tabla 4**

NUEVO TITULAR	TITULAR anterior	SUBESTACIÓN	TENSIÓN	POSICIÓN	TIPO POSICIÓN
RED ELÉCTRICA S.A.U	ENDESA GENERACIÓN	PUENTES GARCÍA RODRÍGUEZ	400 kV	TG1 TG2 TV	Blindada Blindada Blindada
RED ELÉCTRICA S.A.U	ENDESA GENERACIÓN	BESÓS	220 kV	TG3 TG1 TG2 TV	Blindada Blindada Blindada Blindada
RED ELÉCTRICA S.A.U	ENDESA GENERACIÓN	MAHÓN	132kV	DRAGONERA 1 (Interruptor 521-2) DRAGONERA 2 (Interruptor 521-9)	Blindada Blindada
RED ELÉCTRICA S.A.U	ENDESA GENERACIÓN	PUNTA GRANDE	66 kV	GRUPO 11	Blindada
RED ELÉCTRICA S.A.U	EÓLICA MONTES DE CIERZO, EÓLICA LA BANDERA Y EÓLICA CAPARROSO	LA SERNA	220 kV	TRP3	Convencional
RED ELÉCTRICA S.A.U	HIDRO NITRO	MONZÓN	220 kV	TRP4/HIDRONITRO	Convencional

Dichas instalaciones no contaban con la condición de instalaciones de transporte ya que provenían de generación y no estaban incluidas dentro de la Planificación vigente, lo que imposibilita, conforme al artículo 17.2 del Real Decreto 1047/2013, la incorporación de las mismas a la red de transporte.

#### **4.5. Comentarios sobre otras infraestructuras**

A continuación se recogen una serie de actuaciones, que si bien, no se encuentran recogidas en la Propuesta remitida por la SEE, han sido solicitadas por miembros del Consejo Consultivo de Electricidad y demás agentes del Sector, para su consideración adicionalmente a las ya contempladas en la mentada Propuesta.

##### **4.5.1. Actuaciones no contempladas en la Propuesta y que se deberían abordar para el Sistemas eléctrico Peninsular. SEP**

###### **a) *Inclusión nuevas posiciones para evacuaciones de generación renovable en Castilla- La Mancha***

Desde el gobierno autonómico se expone la necesidad de incluir las ampliaciones de las subestaciones de “Olmedilla 400 kV” y “Brazatortas 400 kV” con nuevas posiciones para evacuación de generación. Por el momento las garantías económicas se están tramitando y faltaría la inclusión de las mismas en la planificación para consolidarlas. Estas solicitudes se trasladaron en el mes de agosto de 2017 al MINETAD.

###### **b) *Conexión planta de biomasa ENCE en Elcogas 220 kV***

La empresa ENCE tiene prevista la instalación de una planta de generación de energía eléctrica a partir de biomasa de 50 MW en la parcela de la actual central GICC de Elcogas, S.A. cuyas instalaciones se encuentran en proceso de

desmantelamiento, para lo cual se ha llegado a un acuerdo de opción de compra del emplazamiento.

La posición de conexión a través de la que se está solicitando el acceso en la subestación “Elcogás 220 kV” no es actualmente una instalación de la red de transporte, ni está incluida en la planificación vigente de la red de transporte 2015-2020, por tanto de acuerdo a lo establecido en la reglamentación vigente, para la obtención del permiso de acceso y conexión, es necesaria la inclusión en la planificación vigente de una actuación para evacuación de generación renovable en dicha subestación o plantear una alternativa de conexión a través de la posición actualmente existente para evacuación de renovables.

La conexión a la red de esta planta está prevista a través de la subestación Elcogas 220 kV propiedad de REE. Esta subestación está conectada a su vez con la subestación Puertollano 220 KV por un doble circuito y existe una posición de entrada para las plantas de generación solar próximas.

La interconexión de los grupos de generación de Elcogas consistía en dos posiciones situadas en el extremo sur de la subestación, una para el alternador de la turbina de gas y otra para el de la turbina de vapor. Estas posiciones se encuentran interconectadas a dos juegos de barras de la subestación a través de sendos seccionadores de pantógrafo que alimentaban a los respectivos disyuntores y sus seccionadores rotativos asociados. Actualmente los seccionadores se encuentran desmontados y no hay alimentación a los disyuntores propiedad de Elcogas, situados en la propia subestación.

Por exigencias del OS, al no estar contemplada esta actuación en la Planificación, como ya se ha expuesto en el apartado 4.1.j), la interconexión a la subestación Elcogas 220 kV está prevista a través de una línea aérea de 220 kV que entroncará con la posición habilitada en el extremo norte de la subestación a través de una subestación intermedia o subestación nudo. Así mismo la línea aérea entre el transformador principal y la subestación nudo deberá realizar un cruzamiento con las dos líneas de salida de la subestación y probablemente con la línea de interconexión de las plantas solares.

Con el fin de evitar una solución tan compleja, se propone la interconexión de la planta de biomasa a través de la posición correspondiente al alternador de la turbina de gas situada en el extremo sur de la subestación, mediante el tendido de una línea de cable aislado (aéreo o enterrado), que no tendría ningún cruzamiento con otras líneas. Dicha propuesta implicaría el remontaje de los seccionadores de pantógrafo desmontados por REE que se encuentran almacenados en la propia subestación. El resto del equipamiento de la posición (interruptores, trafos de medida, protecciones, etc.) está ubicado en su emplazamiento, ya que estuvo en explotación normal hasta la desconexión de la central GICC Elcogas.

Por todo lo anterior, se propone la inclusión en el Anexo I.1 de la Planificación, de dos posiciones para evacuación de energía renovable en la subestación Elcogas, con fecha prevista de entrada en servicio el horizonte 2020.

**c) Eje 400 kV “Baza-Caparacena-La Ribina”**

Desde la Junta de Andalucía se solicita la inclusión dentro del Anexo I.1 de la planificación del eje a 400 kV, “Baza-Caparecena-La Ribina”, con fecha estimada de puesta en servicio 2020. La motivación de dicha solicitud guarda amparo teniendo en consideración que al considerar que de mantenerse en el Anexo II peligran las decisiones de promotores comprometidos con la ejecución inmediata de proyectos.

A este respecto, expone la Junta que tras la subasta de producción con energía renovales del 26 de julio de 2017, la empresa promotora Capital Energy, S.L. a través del socio Alfanar Group, ha resultado adjudicataria de 720 MW eólicos, de los cuales 363 MW se consignarán al Eje de Baza para los que ya se dispone de autorización administrativa.

No obstante, a lo anterior, en la actualización de contestación de acceso y conexión a Baza 400 kV que REE envió a la promotora el 14 de mayo de 2015, se especifica que la resolución favorable a los procedimientos de Acceso y Conexión pasa por la ampliación de la SE Baza 400 kV en una posición de transporte para evacuación de generación renovable. Por todo ello, la situación sobrevenida por el cupo a los proyectos y la necesidad de tener disponible para conexión la subestación de Baza 400 kV antes de finales de 2019 conectada al menos a unos de sus puntos de enlace a la RdT, requiere el adelanto de las infraestructuras.

Por todo lo anterior, teniendo en cuenta la madurez de los proyectos entiende la Junta de Andalucía que justifica la modificación de las infraestructuras necesarias para el eje a 400 kV, “Baza-Caparecena-La Ribina”, debe recogerse en el Anexo de las actuaciones con carácter vinculante. En concreto se solicita el traslado del Anexo II.1 al Anexo I.1 del documento de Planificación de las siguientes instalaciones; la subestación Baza 400 kV, la subestación “La Ribina 400 kV”, la conexión de ambas subestaciones con la línea doble circuito de 400 kV “Baza-La Ribina”, la Entrada/Salida de la subestación “La Ribina 400 kV” en la línea de 400 KV “Litoral- Carril” y la línea doble circuito de 400 kV “Caparacena-Baza”.

**d) Subestación Campos 400 kV**

El gobierno de la Región de Murcia solicita que dicha subestación se incorpore al Anexo I.1 de planificación esta subestación. Actualmente se encuentra en el Anexo II.1 y carece de carácter vinculante.

Desde el gobierno autonómico, se justifica que según el artículo 4.5 estaría motivada por los objetivos del 20-20-20 así como en el artículo 4.4.c) dado que como corre a cargo del solicitante en ese caso iría sin coste para el sistema. Adicionalmente solicitan que, dado que los proyectos de desarrollo e implantación de generación fotovoltaica son de plazos cortos, la fecha prevista de entrada en servicio sea 2019.

**e) Nueva subestación “Portichuelos”.**

REE en su calidad de Transportista, expone que en base a estudios ambientales y técnicos desarrollados por Red Eléctrica en 2015 y 2016, se ha determinado como inviable la solución planificada de conexión en la Península. En este sentido, se solicita la inclusión de una nueva subestación “Portichuelos, 220 kV” con entrada y salida en la línea eléctrica de transporte Algeciras-Pinar 220 kV para el enlace de conexión con Ceuta.

Los motivos principales por los que se ha concluido la inviabilidad de la solución planificada y por los que se solicita la inclusión de la nueva subestación de Portichuelos son:

- a) Evitar el cruzamiento con los cables de las interconexiones eléctricas existente con Marruecos, en caso de evitar afección al núcleo urbano de Tarifa con el nuevo punto de aterraje.
- b) Aprovechar un trazado más favorable para el tramo submarino desde el punto de vista geofísico, evitando zonas a media ladera y paralelismos con los numerosos cables de telecomunicaciones existentes que conectan el Atlántico con el Mediterráneo.

Manifiesta el TSO que dicha actuación estaría justificada conforme a lo que establecido en los párrafos a y c del apartado 4 del artículo 4 de la Ley 24/2013.

**f) Modificación del eje de Castellón 220 kV**

Desde Iberdrola Distribución, se expone que ante la sobrecarga del eje “La Plana-Sagunto”, tanto en 220 kV como en 132 kV, en la Planificación vigente se incluyó el cambio de tensión de 132 kV a 220 kV de la “SE Rambleta”. Sin embargo, tras el estudio constructivo se concluye la inviabilidad de dicha actuación. Adicionalmente, manifiesta que la demanda prevista en la zona no se ha materializado.

Por todo ello, se propone eliminar de la Planificación la Actuación “*TL 5: Refuerzo del eje 220 kV entre La Plana y Morvedre*” a excepción de la nueva línea-cable “La Plana-Assegador 2 220 kV”. Esto conllevaría a su vez eliminar la construcción de la SE “Rambleta 220 kV”, el cambio de tensión de 132 a 220 kV del Eje “Assegador-Rambleta-Sagunto” y la E/S en “Vall D'Uxó” de “Sagunto-Rambleta 220 kV”. En este sentido expone que la modificación propuesta

supondría el ahorro al sistema de 20 M€, repartidos de forma que: 15,5 M€ en RdT y 4,5 M€ en la RdD.

**g) Nuevos transformadores 220/20 kV - 50 MVA en “SE Torrevieja 220 kV” y en “SE Sancho Llop 220 kV”**

Se expone desde Iberdrola Distribución que en la planificación sólo se contempla un trafo 220/20 kV de 100 MVA en dichas subestaciones. Sin embargo, desde su perspectiva, consideran que en lugar de un solo transformador de 100 MVA deberían figurar dos transformadores de 50 MVA, que es la configuración que figuraba en el acceso concedido en esta subestación y la compatible con las unidades normalizadas 220/20 kV de Iberdrola Distribución. De esta forma se permitiría que ante el fallo de uno de los transformadores se mantuviera el suministro eléctrico a través del otro.

**h) Nuevo transformador 220/66 kV de 100 MVA en “SE Elda”**

En la planificación vigente se contempla la conexión de un transformador 220/66 kV de 100 MVA en la mentada Subestación. A este respecto, manifiesta Iberdrola Distribución, que la razón por la que se contempla dicho transformador venía derivaba de la instalación de uno de los transformadores que actualmente están instalados en la SE “Petrel”. Sin embargo, esta opción se ha descartado al haberse producido una avería en uno de los dos transformadores de la SE “Petrel”, por lo que se hace necesario mantener los dos transformadores en ella dispuestos. Expone el distribuidor que esta modificación propuesta no tiene repercusión técnica sobre la demanda ni supone ningún impacto económico en la Planificación

**i) Nueva posición para evacuación renovable en la SE MUDEJAR 400kV**

Desde el Gobierno de Aragón, se expone que la SE Mudéjar 400 kV, entró en servicio el 11 de diciembre de 2015, siendo el objetivo constructivo de la misma permitir un aumento del mallado de la red de transporte. Sin embargo, dicha subestación no tiene posiciones de evacuación de renovable ni tampoco están previstas en la Planificación 2015-2020. Manifiesta el Gobierno de Aragón, que actualmente hay una proliferación de proyectos energéticos, principalmente de tecnología eólica y fotovoltaica, impulsadas por las tres subastas que ha realizado el MINETAD que encuentran en esta zona de influencia buenos recursos energéticos pero que imposibilitan evacuar en la SE “Mudéjar 400 kV”. Por ello se solicita la inclusión de una nueva posición en dicha subestación para evacuar energía proveniente de proyectos renovables.

**j) Nueva subestación Camarles/Deltebre 400/110 kV**

Endesa Distribución solita la inclusión de esta subestación en la zona del Delta del Ebro (Tarragona) ya que según manifiesta, permitirá garantizar el mercado del sur de Tarragona y atender los nuevos suministros del entorno. Ésta es la

solución óptima desde el punto de vista técnico-económico para la zona ya que las alternativas, consistentes en desarrollos de red de distribución desde la SE Ascó y Vandellós, además de tener unos costes más elevados, están condicionados a la ampliación del apoyo transporte-distribución en la subestación Vandellós.

Por todo lo anterior solicita la inclusión de la misma dentro del Anexo I.1 con fecha prevista de puesta en servicio 2020. En caso de no poder atenderse en ése horizonte, solicita que se incluya dentro del Anexo II.1.

**k) Nueva subestación Valldonzella 220/25 kV**

Endesa Distribución solita la incorporación de dicha nueva subestación en Barcelona ya que permitirá garantizar el mercado del centro de Barcelona y atender su crecimiento. Esta actuación se encuentra recogida en el Anexo II del Documento de Planificación de la Red de Transporte y para ella se solicita sea adelantada al Anexo I.1.

**l) Nueva subestación Ventilla 220/66 kV.**

Desde Endesa Distribución, se expone que la nueva subestación Ventilla, situada en la zona occidental de la Costa del Sol, resulta necesaria para garantizar el suministro eléctrico de la zona. De esta forma justifica que las alternativas de alimentación de esa zona, desde la red de distribución existente, están dificultadas por el alto nivel de carga de la transformación 220/66 kV de la zona (SSEE Costasol y Alhaurín), así como por las elevadas distancias desde estas subestaciones hasta las demandas que, dado el nivel de edificación de la zona, requerirá trazados de líneas AT subterráneas. Por lo tanto, la construcción de la nueva subestación Ventilla constituye la alternativa técnico-económica óptima.

Por todo lo anterior solicita la inclusión de la misma dentro del Anexo I.1 con fecha prevista de puesta en servicio 2020. En caso de no poder atenderse en ése horizonte, solicita que se incluya dentro del Anexo II.1

**m) Subestación Salinas 66/20 kV. Acceso para nuevo trafo.**

Endesa Distribución expone que la actuación consiste en la instalación del tercer transformador, es necesaria para asegurar el crecimiento de la demanda de distribución alimentada desde esa subestación, así como para garantizar la calidad a los nuevos suministros previstos conectar en la misma.

En abril de 2015, ENDESA solicitó al Gobierno de Canarias la inclusión de esta actuación en la Planificación de la Red de Transporte, para la que la Dirección General de Industria y Energía del Gobierno de Canarias emitió un informe favorable a la inclusión de la misma en la planificación de la Red de Transporte.

#### **4.5.2. Actuaciones no contempladas en la Propuesta y que se deberían abordar para el Sistema eléctrico Balear. SEIE-BALEAR**

##### **a) Nueva Interconexión Mallorca-Menorca que sustituya a la actual de 132 kV. Inclusión de la actuación en el Anexo II.2.**

REE, en calidad de TSO, solicita la inclusión en el Anexo II.2 de la Propuesta de una nueva interconexión a 132 kV entre las islas de Mallorca y Menorca que sustituya a la actual.

A este respecto explica, que la actuación consistirá en la baja y desmantelamiento de la actual interconexión y la realización de un nuevo tendido de un cable tripolar entre Mallorca y Menorca y de sus instalaciones asociadas. Expone que dicha solicitud surge ante la necesidad de retirar del servicio el cable 4 de la interconexión eléctrica a 132 kV entre las islas de Mallorca y Menorca, puesta en servicio en 1975, que consta de 4 cables (3 + 1 reserva). Igualmente y debido a una agresión externa, el cable 2 de la interconexión quedó inservible en el año 2016. La retirada está motivada por la imposibilidad de garantizar con éxito la reparación debido a la antigüedad de este cable (42 años) que ha superado su vida de diseño.

De esta forma, la tecnología del nuevo cable permitirá incrementar la capacidad de transporte y reducir la necesidad de compensación de reactiva de la instalación. Adicionalmente, eliminará los riesgos medioambientales a los que están expuestas instalaciones aisladas en aceite como la actual interconexión. La inclusión de esta instalación en el Anexo II.2 permitirá iniciar las tramitaciones necesarias del nuevo enlace.

Por último, justifica que esta actuación estaría justificada dentro de los supuestos excepcionales que se establecen los párrafos a y c del apartado 4 del artículo 4 de la Ley 24/2013 para modificar aspectos puntuales de los planes de desarrollo:

Cabe exponer que dicha inclusión vendría abalada también por el Gobierno Balear, quien ha manifestado la necesidad realizar la incorporación de un nuevo enlace que sustituya referido primer enlace con el fin de garantizar la doble interconexión prevista entre ambas islas conforme estaba planificado. Así pues, la baja por obsolescencia del citado primer enlace imposibilita de facto la doble interconexión planificada.

##### **b) Nueva incorporación: SE “Son Noguera 66 kV”**

Por circunstancias sobrevenidas el Gobierno Balear solicita la inclusión de esta nueva SE en el Término Municipal de Lluçmajor (Mallorca), con el fin de garantizar el suministro eléctrico al desarrollo de un nuevo polígono industrial en Son Fosquet, previsto de forma inminente en la zona. Expone la CCAA que dicha subestación estuvo contenida en la Planificación en el horizonte 2008-

2016, pero no continuo en la actual al no preverse, en su momento, una necesidad de suministro urgente en la zona.

**c) *Modificación del Enlace Ibiza-Formentera (interconexiones 1 y 2 Torrent-Formentera 132 kV)***

Expone el Gobierno Balear que a raíz de las alegaciones presentadas por el Consell Insular de Formentera al trazado propuesto en el proyecto de ejecución por parte de REE, actualmente en trámite ambiental, la longitud total de la interconexión y las longitudes del trazado terrestre y submarino, se verán afectadas con total seguridad. Por todo ello, solicita la eliminación del campo observaciones en las que se detalla la longitud del trazado submarino y del trazado terrestre del Anexo I.2 pág 5 de la Planificación vigente. En caso de que no sea posible, solicita que se indique que las cantidades relativas a esta actuación son orientativas y pueden ser modificadas en la propia tramitación ambiental y substantiva del expediente

**d) *Eliminación del DC<sup>17</sup> Bessons-Porto Colom (Mallorca)***

Manifiesta el Gobierno Balear que como consecuencia del fuerte impacto territorial solicitan la eliminación del Nuevo DC<sup>18</sup> Bessons-Porto Colom, en la isla de Mallorca del Anexo II.2 pág 5 de la Planificación vigente. Todo ello motivado porque no se prevé un crecimiento de la demanda significativo, no justificándose que para el horizonte post 2020 dicha actuación vaya a ser necesaria. Esta actuación supondrá una reducción del coste asociado a la planificación. De no ser factible la eliminación por cuestiones de seguridad, se propone el reaprovechamiento de la traza existente "Bessons-Porto Colom, 66 kV".

**e) *Inclusión Nuevas Subestaciones en la Isla de Mallorca para Apoyo a la Red de Distribución. (Porto Cristo, Cala Dor y Centro (Montuiri))***

Expone el Gobierno Balear que las mentadas subestaciones estaban contempladas en la planificación 2008-2016 y no fueron incluidas en la planificación vigente para el horizonte 2015-2020. Alega que según el informe del distribuidor de zona, dichas actuaciones resultan necesarias para poder garantizar el suministro de dichas zonas en el horizonte temporal de 2020, debido al crecimiento de mercado y a que las instalaciones que ahora dan servicio están cerca de su capacidad límite.

**f) *Cambio de tensión de 66 kV a 132 kV para las SE Capdepera, Arenal, Llucmajor***

Desde el Gobierno Balear se reitera la necesidad de incluir una serie de actuaciones correspondientes a cambios de tensión 66 kV a 132 kV, derivados

---

<sup>17</sup> Doble circuito

<sup>18</sup> Doble circuito

de las necesidades de la Red de Transporte que implican el cambio de los actuales transformadores de tensión de relación 66/15 kV a 132/15 kV. Estas actuaciones se hacen necesarias para Apoyo a la distribución.

**g) Nueva instalación de 10 reactancias de 10 MVAR cuya ubicación será determinada por el OS y el TSO**

Manifiesta el Gobierno Balear las contingencias que se están presentando de elevadas tensiones en periodos de baja demanda y durante el periodo nocturno, que se hacen críticas pudiendo llevar a la caída en cascada, con los trafos de distribución se quedan sin capacidad de regulación de tensión y los niveles de absorción de reactiva de los generadores se colocaron en zona de inestabilidad. Por ello solicita la inclusión de 10 reactancias de 10 MVAR cada una cuya ubicación será determinada por el OS y el TSO. Expone que se busca que el SEIE-BAL opere en niveles medios de tensión y no en valores límite aun estando dentro de los márgenes establecidos en los Procedimientos de Operación.

## **5. Consideraciones**

### **5.1. Sobre actuaciones englobadas dentro de la Propuesta**

#### **5.1.1. Conexión provisional segundo enlace Mallorca-Menorca**

El enlace submarino en alta tensión de 70 MW que une las islas de Mallorca y Menorca (línea a 132 kV “Es Bessons – Ciutadella”; cuyo tramo submarino une “Cala Mesquida” con “Cala’n Bosch”) se encuentra fuera de servicio desde el pasado 27 de octubre 2017. Se ha declarado indisponible, con carácter permanente, tras decidir REE no reparar la avería dada la antigüedad del mismo. Todo ello viene a mostrar que la isla de Menorca se encuentra eléctricamente aislada. Algo impensable, después de más de 40 años formando un subsistema eléctrico junto con la Isla de Mallorca.

Por ello, en la propuesta objeto de este informe se encuentra la inclusión, por parte del TSO, de un nuevo enlace que conecte ambas islas, según lo recogido en el apartado 4.5.2.a), pero cuyo horizonte se prevé más allá de 2020, planteándose, como solución temporal inmediata, la modificación del 2º enlace incluido en la planificación vigente y con entrada en servicio en 2019 apartado 4.2. g).

Por todo lo anterior, al resultar estas actuaciones las más críticas de cuantas se incluyen en la propuesta, resulta preciso destacar su priorización sobre todas las demás, al objeto de subsanar las circunstancias sobrevenidas. Máxime, si se tiene en cuenta el riesgo de indisponibilidad de los grupos de generación de la isla de Menorca, conforme a lo establecido en la Directiva 201/75/UE, en espera de la convocatoria del procedimiento de concurrencia competitiva para el otorgamiento del régimen retributivo adicional previsto en el Capítulo IV del Título IV del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

No obstante a lo anterior, la necesidad y urgencia de dichas actuaciones no pueden pasar por alto un problema de fondo como es la falta de previsión y anticipación de las mismas, en especial de la sustitución del enlace submarino de vida útil sobrepasada, que ha quedado indisponible por no ser factible el mantenimiento correctivo sobre el mismo.

A este respecto, resulta sorprendente que la situación se haya visto desembocada a un trámite de urgencia como el que se presenta, cuando en los programas anuales de 2010 y de 2012, informados por la extinta CNE, así como, en la Planificación de 2015-2020, no se hizo referencia a la necesidad de sustituir en tiempo y forma la interconexión original entre Menorca y Mallorca. Asimismo, es preciso remarcar que tanto la antigüedad del citado enlace como su dificultad de reconstrucción, mediante mantenimiento correctivo en base a su tecnología, eran conocidas por REE y por el Operador del Sistema.

Esta falta de previsión, supone incrementar el coste asociado a la creación de un by-pass provisional, entre las subestaciones de “Cala Mesquida” y “Ciudadela”, al que se debe añadir el coste del nuevo enlace a reemplazar, todavía por definir. A este respecto, la CNMC se reserva las actuaciones futuras que decida llevar a cabo, así como las sanciones posibles que de ellas se deriven, dentro del marco de sus competencias, con la finalidad de determinar el alcance de las responsabilidades de esta situación.

Asimismo, deberán revisarse los procedimientos de inclusión de actuaciones en la Planificación de la red de Transporte, que a priori, y con la información disponible, parecen haber fallado, de facto en un elemento tan crítico, máxime cuando el objetivo de la Planificación, con dichas interconexiones, era dotar de una doble interconexión, que de partida, parecía un objetivo imposible de cumplir.

De igual forma, la inclusión tanto de la modificación propuesta sobre la interconexión con fecha prevista de puesta en servicio 2019, así como del segundo enlace, que reemplace al que ha quedado fuera de servicio, deberán estar cuantificados económicamente con sus características técnicas definidas en la Modificación de Planificación, que finalmente apruebe por Acuerdo del Consejo de Ministros.

### **5.1.2. Nueva SE Tallent-Bessons 66 kV**

Sobre esta actuación, el Gobierno Balear señala en sus alegaciones, que la inversión de dicha nueva subestación sería a cargo del promotor del proyecto de renovables. Sin embargo, según estimaciones preliminares del operador del sistema, la actuación de nueva subestación y entrada-salida de la línea “Bessons-Cala Millor 66 kV” supondría un coste para el sistema de 3,2 M€ y el coste del promotor sería 0,5 M€.

Atendiendo a los criterios que, con carácter general, fueron aplicados en la elaboración de la planificación vigente, según los cuales, no se incluyeron actuaciones para atender la generación que supusiese coste para el sistema, el operador del sistema propone mantener la modificación propuesta originalmente de ampliación de “Bessons 66 kV” para evacuación de generación renovable.

A este respecto cabe exponer que, si el MINETAD dispone de mejor información que permita considerar que, con carácter excepcional, podría incumplirse el criterio base de la Planificación<sup>19</sup>, teniendo en cuenta que el operador del sistema ha considerado aceptable la solución técnica propuesta de nueva subestación como entrada-salida en la línea “Bessons–Cala Millor 66 kV”, dicha actuación debería mantenerse dentro de la Modificación de aspectos puntuales de la Planificación que finalmente se aprobada por Acuerdo del Consejo de Ministro. Todo ello, con el riesgo de establecer, por un lado, un precedente en las modificaciones y solicitudes futuras, de inclusión de actuaciones en la Planificación energética, y por otro, producir una discriminación frente a las actuaciones que en su momento fueron descartas por provocar coste para el sistema.

No obstante a lo anterior, la Propuesta que se informa incluye el coste para el Sistema de dicha actuación, descontando el coste del promotor, lo cual no debe ser así. El coste, que finalmente se incluya dentro de la propuesta, deberá ser el coste real a sufragar por el Sistema, debiéndose revisar la propuesta económica prevista, por no ser homogénea con la presentada en otras actuaciones.

Por todo lo anterior, debe entenderse que el ahorro que supone para el Sistema, en lo que se refiere a los aspectos de “Eficiencia económica”, viene motivado por el ahorro en costes de generación, derivados de la inclusión de la energía renovable que se incorpore al sistema Balear, justificación no incluida ni cuantificada en términos económicos dentro de la Propuesta que preceptivamente se informa.

### **5.1.3. Traslado de ampliación Gazules 220 kV a Nueva Parralejo 220 kV**

Vistos los comentarios y descripciones del apartado 4.1.d), con carácter previo a la aprobación de la Propuesta que se informa, deberá concretarse el ahorro que se produce en la Red de Transporte, así como el nombre definitivo que tendrá dicha subestación.

### **5.1.4. Nueva subestación Nuevo Cauce 220 kV con E/S de L/Torrente-Patraix 220 kV (Traslado de SE Patraix)**

Vistas las alegaciones formuladas por la distribuidora en el apartado 4.1.h), en lo que al riesgo de continuidad de suministro se refiere, por el emplazamiento

---

<sup>19</sup> En la Planificación vigente cuya modificación se informa, no se incluyeron actuaciones para atender a generación que supusiesen coste para el Sistema.

subterráneo de la nueva subestación por debajo del nivel freático, así como a la pérdida de calidad de suministro que anuncia, se requiere, sin entrar en discrepancia con las decisiones competenciales del Gobierno autonómico y las Sentencias judiciales, de obligado cumplimiento, el análisis detallado de las alegaciones presentadas por el agente y la advertencia en ellas formuladas.

Por ello, la modificación que finalmente se apruebe, deberá contar con el análisis justificativo que contemple las incidencias posibles en relación con las advertencias manifestadas y que proporcione garantías suficientes sobre la solución técnica adoptada, así como la eficiencia y racionalidad económica de la misma.

#### **5.1.5. SE Cerrato 400 kV. Ampliación**

En lo que se refiere a la actuación “Propuesta de ampliación de la subestación Cerrato 400 kV para la evacuación de generación renovable”, tal y como ya se ha señalado en el apartado 4.1.e), el Operador del Sistema considera que no se da ninguno de los supuestos en el artículo 4.4 de la Ley 24/2013, por lo tanto, no deberá incluirse en la Modificación de la Planificación que finalmente se apruebe.

#### **5.1.6. SE Pinar del Rey 220 kV**

Según lo expuesto en el apartado 4.1.n), adicionalmente a lo recogido en la Propuesta objeto del presente informe, deberán contemplarse las actuaciones siguientes a fin de recoger de manera fehaciente la totalidad de las actuaciones necesarias englobadas en dicha subestación.

Por todo ello, en el Anexo I.1, en el apartado de subestaciones, deberá recogerse el siguiente comentario en la subestación Pinar del Rey B: “incluye 250 m de cable Cu 2.500 para modificar el punto de conexión del trafo 2”. De igual forma en el mentado Anexo I.1, pero esta vez en el apartado de líneas, se deberán incluir dos registros “Pinar”-“Pinar B”, para incluir dos acoplamientos longitudinales

#### **5.1.7. Puigpelat 220 kV Ampliación**

Conforme a lo descrito en el apartado 4.1.s) y teniendo en cuenta el informe del Operador del Sistema respecto a la dicha modificación de la Planificación, deberá revisarse el incremento de 20 MVA en la capacidad del transformador respecto de la que solicitaba el distribuidor en el caso de la nueva unidad de transformación 220/25 kV, y justificarse, en caso de que no se trate de un error tipográfico.

### **5.2. Sobre actuaciones propuestas de ser incorporadas en la Modificación de Planificación.**

Con carácter general, deberán revisarse las solicitudes de nuevas incorporaciones no contempladas en el proceso de alegaciones de la Propuesta

que se informa, y ratificar que, en el análisis de evaluación conjunta de la totalidad de las actuaciones descritas a lo largo del presente informe, el orden de prelación establecido es el más adecuado, siempre teniendo en cuenta las limitaciones de inversión recogidas en los artículos 13.1 y 11.1 del Real Decreto 1047/2013.

En particular, deberá prestarse especial atención a las circunstancias descritas en los que se refiere a las necesidades de transformación de las SE “Torrevieja 220 kV” y “Sancho Llop 220 kV”, a la Nueva subestación “Portichuelos” y a la Modificación del Eje Castellón 220 kV. así como, priorizar y garantizar la inclusión de la Nueva Interconexión Mallorca-Menorca que sustituya al enlace original que se ha quedado fuera de servicio, valorando detenidamente las actuaciones de Apoyo a la red de distribución en el sistema eléctrico Balear.

### **5.3. Sobre la inclusión de actuaciones debidas a cambios de titularidad**

Como hito novedoso, la propuesta de Modificación de Planificación objeto de este informe, incluye una serie de instalaciones existentes de generación, adquiridas por el TSO y pendientes de ser incorporadas a la red de transporte.

A este respecto cabe recordar que el Real Decreto 1047/2013, en el artículo 17.2, establece la posibilidad de que subestaciones de generación o de consumo puedan ser incorporadas a la red de transporte. En este sentido, como requisito indispensable, entre otros, está la necesidad de que dichas instalaciones se encuentren incluidas dentro de la planificación.

Por ello, se considera muy conveniente la inclusión de las citadas instalaciones en la Planificación. La incorporación de dichas instalaciones se hará efectiva por aprobación de la DGPEM, previo informe preceptivo de la CNMC, que establecerá la vida útil residual de la instalación, el valor de inversión a reconocer por la instalación integrada, así como, la justificación de los costes evitados al sistema mediante dicha incorporación.

Adicionalmente, deberá recogerse en el apartado de Observaciones, de dichas actuaciones, las descripciones técnicas que pudieran afectar a la consideración retributiva de las mismas, de la misma forma, que se hace con las nuevas infraestructuras que se incorporan. Todo ello en aras de garantizar, que la planificación recoja actuaciones lo suficientemente maduras, en este caso, acuerdos de transmisión suficientemente sólidos, sobre los que llegado el momento, no se alberguen dudas sobre su idoneidad de incorporación a la red de transporte.

### **5.4. Sobre el volumen de inversión anualizado.**

Teniendo en cuenta el volumen de inversión anualizado, recogido en la Propuesta objeto de informe, así como los resultados macroeconómicos y de tasa de retribución financiera considerados en el “*Informe sobre los planes de*

*inversión anuales y plurianuales de las empresas propietarias de instalaciones de transporte de energía eléctrica. Periodo 2018-2020*, aprobado por la Sala de Supervisión regulatoria en su sesión de 19 de diciembre de 2017, cabe exponer que, si bien no sobrepasan los límites de inversión admisibles para la inversiones planificadas, conforme se establece en los artículo 11.1 y 13.1 del Real Decreto 1047/2013, se albergan dudas, sobre si las estimaciones realizadas, se hacen considerando una tasa de retribución financiera (TRF) distinta de la que desde la CNMC se ha considerado en el referido Informe de planes de inversión para el periodo 2018-2020.

A este respecto, tal y como se establece en la disposición adicional segunda sobre Particularidades del primer periodo regulatorio del Real Decreto 1047/2013, la tasa de retribución financiera en el primer periodo regulatorio será la establecida en la disposición adicional décima de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que es del 6,5033%.

A partir de dicha tasa de retribución financiera y según lo establecido en el artículo 8.3 del Real Decreto 1047/2013, que establece que, en ningún caso, la propuesta de variación de la tasa de retribución financiera empleada en dos años consecutivos podrá ser superior en valor absoluto a 50 puntos, dado que en las previsiones se apunta a una reducción de dicha tasa, por lo que se debería considerar que, en 2020, la tasa de retribución financiera del activo de transporte con derecho a retribución a cargo del Sistema eléctrico será de 6,0033%.

Por ello, deberán actualizarse dichos volúmenes anualizados y adecuarse a las previsiones realizadas en el referido Informe, aprobado por la Sala de Supervisión regulatoria en su sesión del 19 de diciembre.

## **6. Valoración**

Esta Sala, con carácter general, valora positivamente la flexibilidad contemplada en la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico para introducir modificaciones, que atiendan a hechos imprevistos, nuevos suministros o razones de eficiencia económica, en base a la cual se realiza esta propuesta de Acuerdo del Consejo de Ministros.

Sin embargo, no puede olvidarse que la planificación a medio-largo plazo de las infraestructuras de transporte, es una herramienta fundamental de cara al desarrollo de generación renovable, de ahí la necesidad de coherencia entre los instrumentos de planificación y los mecanismos de asignación de generación de energías renovables. Por ello, la Planificación energética deberá, por un lado, incluir las instalaciones que posibiliten la evacuación de dicha generación de una forma racional y eficiente, y por otro, acometer las incorporaciones necesarias que garanticen la seguridad de suministro y doten de robustez al sistema eléctrico.

Todo ello, amparado en los principios de transparencia e igualdad de acceso libre a las redes, mediante mecanismos públicos de concurrencia, así como bajo la premisa de cooperación entre los distintos actores intervinientes: comunidades autónomas, Administración General del Estado, operadores de redes de transporte y distribución de energía eléctrica y agentes inversores.

A la vista de todo lo anterior, y de acuerdo con las consideraciones que anteceden, esta Sala concluye informar favorablemente la propuesta de Acuerdo de Consejo de Ministros para la modificación de aspectos puntuales de la Planificación energética 2015-2020, haciendo especial hincapié en la necesidad de atender las consideraciones manifestadas en los apartados 5.1 y 5.2 particularmente en lo referente a la 2ª interconexión entre las Islas de Menorca y Mallorca.

## **A N E X O 1**

### **INFORMES REMITIDOS POR EL OPERADOR DEL SISTEMA SOBRE LAS MODIFICACIONES PROPUESTAS (CONFIDENCIAL)**

**A N E X O 2**

**ALEGACIONES REMITIDAS**

(CONFIDENCIAL)